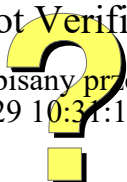


Grupa Kapitałowa Polenergia S.A.

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI GRUPY KAPITAŁOWEJ POLENERGIA
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY DNIA 30 CZERWCA 2026 ROKU**

Signature Not Verified

Dokument podpisany przez Adam Purwin
Data: 2026.09.29 10:31:13 CEST



Adam Mariusz Purwin – Prezes Zarządu

Piotr
Tomasz
Sujecki

Elektronicznie
podpisany przez
Piotr Tomasz
Sujecki
Data: 2026.09.29
12:14:40 +02'00'

Piotr Tomasz Sujecki – Drugi Wiceprezes
Zarządu

Signature Not Verified

Digitally signed by Andrzej Filip
Wojciechowski
Date: 2026.09.29 09:47:25 WEST



Andrzej Filip Wojciechowski – Pierwszy Wiceprezes
Zarządu

Warszawa, 29 września 2026 roku

Spis treści

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2026 roku.....	3
2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2026 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy.....	4
3. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn.....	22
4. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności	22
5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym	22
6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących	25
7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym	25
8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony.....	25
9. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu okresowego	43
10. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego.	43
11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego	43
12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależną jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta	44
13. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej.....	44
14. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta	44
15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	44

1. Łączny rachunek zysków i strat za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2026 roku

W okresie sześciu miesięcy zakończonych 30 czerwca 2026 roku Grupa Polenergia („Grupa”) osiągnęła wyniki na poziomie EBITDA oraz skorygowanego zysku netto wynoszące odpowiednio 214,0 mln zł oraz 10,8 mln zł, co stanowi spadek w stosunku do wyniku z analogicznego okresu roku ubiegłego o odpowiednio 98,9 mln zł i 50,4 mln zł.

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)		6M 2026	6M 2025	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]	2 kwartał 2026	2 kwartał 2025	Zmiana r/r	Zmiana r/r [%]
Przychody ze sprzedaży, w tym:		1 752,5	2 316,7	(564,2)	-24%	827,6	1 129,1	(301,5)	-27%
segment obrotu i sprzedaży		1 319,3	1 829,5	(510,2)		641,3	894,4	(253,1)	
pozostałe		433,2	487,1	(53,9)		186,3	234,7	(48,4)	
Koszt własny sprzedaży, w tym:		(1 515,1)	(1 996,4)	481,3	-24%	(729,8)	(982,3)	252,5	-26%
segment obrotu i sprzedaży		(1 247,5)	(1 730,1)	482,6		(615,0)	(849,2)	234,2	
pozostałe		(267,6)	(266,3)	(1,3)		(114,8)	(133,1)	18,3	
Zysk brutto ze sprzedaży		237,3	320,3	(83,0)	-26%	97,8	146,9	(49,1)	-33%
Koszty sprzedaży i ogólnego zarządu z wyłączeniem kosztów		(116,2)	(125,3)	9,1		(56,3)	(63,2)	6,9	
długoterminowego planu motywacyjnego									
Pozostałe przychody/koszty operacyjne		7,1	(66,4)	73,5		3,1	(72,9)	76,0	
Rozliczenie ceny aukcyjnej		(2,0)	1,9	(3,9)		0,1	2,4	(2,3)	
A	Zysk operacyjny (EBIT)	126,1	130,4	(4,3)	-3%	44,7	13,1	31,6	242%
Amortyzacja		87,9	90,2	(2,3)		43,3	45,6	(2,3)	
Odpisy aktualizujące		-	92,3	(92,3)		-	92,3	(92,3)	
EBITDA		214,0	312,9	(98,9)	-32%	88,1	151,0	(62,9)	-42%
B	Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	29,8	-	29,8		0,4	-	0,4	
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem		(17,0)	-	(17,0)		(17,0)	-	(17,0)	
motywacyjnym dla kadry menadżerskiej***									
C	Skorygowana EBITDA	226,9	312,9	(86,0)	-27%	71,5	151,0	(79,5)	-53%
D	Przychody finansowe	51,6	32,7	18,9		22,0	14,4	7,6	
E	Koszty finansowe	(126,2)	(150,0)	23,8		(64,0)	(77,6)	13,6	
F	Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	16,5	(3,7)	20,2		0,7	4,1	(3,4)	
A+B+C+D+E+F Zysk (strata) brutto		81,0	9,5	71,5	752%	(13,1)	(46,1)	33,0	72%
Podatek dochodowy		(37,8)	(49,3)	11,5	-23%	(4,2)	(37,0)	32,8	-89%
Zysk netto		43,2	(39,8)	83,0	208%	(17,3)	(83,0)	65,7	79%
Korekty normalizujące:									
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)		0,8	0,1	0,7		0,7	0,1	0,6	
Różnice kursowe		(7,6)	3,2	(10,8)		(0,7)	(5,5)	4,8	
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu		1,5	1,7	(0,2)		0,6	1,0	(0,4)	
Koszty rezerw i rozliczeń związanych z długoterminowym planem		13,7	-	13,7		13,7	-	13,7	
motywacyjnym dla kadry menadżerskiej***									
Odpisy aktualizujące**		-	92,3	(92,3)		-	92,3	(92,3)	
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi		(24,2)	-	(24,2)		(0,3)	-	(0,3)	
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności		(16,5)	3,7	(20,2)		(0,7)	(4,1)	3,4	
Skorygowany Zysk (Strata) Netto*		10,8	61,2	(50,4)	-82%	(4,0)	0,7	(4,7)	-677%
EBITDA		214,0	312,9	(98,9)	-32%	88,1	151,0	(62,9)	-42%
Marża EBITDA		12,2%	13,5%	-1,3%		10,6%	13,4%	-2,8%	
EBITDA (bez segmentu obrotu)		181,4	275,6	(94,2)	-34%	77,8	134,9	(57,1)	-42%
Marża EBITDA (bez segmentu obrotu)		41,9%	56,6%	-14,7%		41,7%	57,5%	-15,8%	

*) Skorygowane o przychody (koszty) o charakterze niepieniężnym/mjedorazowym rozpoznane w danym roku obrotowym

**) Odwrócenie odpisów związanych z dewelopmentem

***) Dotyczy programu LTIP (premię wieloletnią)

Przychody ze sprzedaży Grupy Polenergia za dwa kwartały 2026 roku były niższe o 564,2 mln zł, co jest spowodowane głównie niższymi przychodami w segmencie obrotu i sprzedaży (o 510,2 mln zł). Przychody ze sprzedaży w pozostałych segmentach były niższe o 53,9 mln zł, głównie w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 51,2 mln zł), a także w segmencie gazu i czystych paliw (o 4,7 mln zł) oraz w segmencie dystrybucji (o 2,5 mln zł), częściowo skompensowane przez wyższe przychody w segmencie fotowoltaiki (o 0,6 mln zł) oraz w segmencie niealokowane (o 3,9 mln zł).

Wynik EBITDA w omawianym okresie wyniósł 214,0 mln zł i był niższy o 98,9 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego głównie ze względu na niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 70,9 mln zł), co jest konsekwencją niższej produkcji spowodowanej gorszą niż w roku ubiegłym wietrznością i brakiem wsparcia w postaci jednorazowej rekompensaty otrzymanej w 2025 roku w konsekwencji ugody zawartej przez projekty Amon i Talia. Niższy wynik EBITDA w porównaniu do roku ubiegłego odnotowano również w segmencie dystrybucji (o 8,4 mln zł), co jest

głównie konsekwencją niższej marży na sprzedaży energii i zdarzeniami jednorazowymi; niealokowanych (o 13,7 mln zł) w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi, w tym wynagrodzeń wskutek dostosowywania poziomu zatrudnienia do zwiększającej się skali działalności Grupy oraz usług obcych związanych z realizacją i przygotowaniem do realizacji strategicznych projektów. W segmencie obrotu i sprzedaży (spadek o 4,7 mln zł) rozpoznano niższy wynik na sprzedaży m.in. w konsekwencji zaniechania działalności w segmencie sprzedaży do klientów B2C i zakończeniem dostaw dla części kontraktów obsługiwanych w 2025 roku, częściowo skompensowany przez niższe koszty operacyjne w wyniku działań optymalizacyjnych oraz efektu połączenia spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż. W segmencie fotowoltaiki odnotowano wynik EBITDA niższy o 1,6 mln zł głównie w wyniku spadku cen sprzedaży energii elektrycznej, na które wpłynął efekt korzystnego zabezpieczenia ceny dla jednego z projektów w 2025 roku. Wyższy wynik EBITDA w porównaniu do wyniku z analogicznego okresu ubiegłego roku odnotowano jedynie w segmencie gazu i czystych paliw (o 0,4 mln zł) w związku z realizacją wyższej marży przez Elektrociepłownię Nowa Sarzyna.

W drugim kwartale 2026 r. Grupa Polenergia odnotowała spadek przychodów ze sprzedaży o 301,5 mln zł w stosunku do przychodów osiągniętych w analogicznym okresie roku poprzedniego, na co wpływ głównie miały niższe przychody ze sprzedaży odnotowane w segmencie obrotu i sprzedaży (o 253,1 mln zł) oraz w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 24,5 mln zł).

Wynik EBITDA Grupy w samym drugim kwartale 2026 r. wyniósł 88,1 mln zł i był niższy o 62,9 mln zł w stosunku do wyniku w analogicznym okresie roku poprzedniego. Przyczynił się do tego głównie niższy wynik w segmencie lądowych farm wiatrowych (o 39,8 mln zł), co wynikało z niższego wolumenu produkcji w konsekwencji mniej korzystnych warunków wietrzności oraz braku wsparcia w postaci jednorazowej rekompensaty otrzymanej w 2025 roku w konsekwencji ugody zawartej przez projekty Amon i Talia. Ponadto odnotowano niższy wynik w segmencie obrotu i sprzedaży (o 5,8 mln zł) głównie wskutek niższej marży na sprzedaży energii. Niższy wynik EBITDA w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego odnotowano również w segmencie dystrybucji (o 5,6 mln zł) głównie poprzez niższą marżę na sprzedaży energii i wzrost kosztów operacyjnych; niealokowanych (o 6,9 mln zł) w związku z wyższymi kosztami operacyjnymi oraz w segmencie farm fotowoltaicznych (o 1,8 mln zł) głównie w efekcie niższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej, związanych z niższymi cenami sprzedaży.

W samym drugim kwartale 2026 roku na poziomie skorygowanego zysku netto osiągnięto stratę w wysokości 4,0 mln zł, co stanowi spadek o 4,7 mln zł rok do roku. Główne czynniki wpływające na obniżenie poziomu skorygowanego zysku netto to opisane powyżej negatywne czynniki oddziałujące na zmianę wyniku EBITDA, skompensowane przez wyższy wynik na działalności finansowej oraz niższy podatek dochodowy, co jest proporcjonalne do spadku wyniku przed opodatkowaniem.

2. Szczegółowy komentarz do wyników finansowych za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2026 roku oraz pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

Wyniki Grupy Polenergia (mln PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	RAZEM
EBITDA 6M 2026	193,8	14,2	4,7	32,6	16,5	(47,8)	214,0
EBITDA 6M 2025	264,7	15,8	4,3	37,3	24,9	(34,1)	312,9
Zmiana:	(70,9)	(1,6)	0,4	(4,7)	(8,4)	(13,7)	(98,9)

W pierwszym półroczu 2026 roku segment farm wiatrowych (493 MW) zanotował wynik EBITDA niższy o 70,9 mln zł w porównaniu z analogicznym okresem roku poprzedniego. Spadek ten wynikał przede wszystkim z niższego wolumenu produkcji energii elektrycznej, przy dodatkowym negatywnym wpływie niższych cen sprzedaży energii elektrycznej. Na porównanie wyników negatywnie wpłynął również brak jednorazowego pozytywnego efektu z pierwszego półrocza 2025 roku związanego z rekompensatami

otrzymanymi przez projekty Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron. Wynik pierwszego półrocza 2026 roku został natomiast dodatkowo wsparty pozytywnym wpływem w wysokości 4,2 mln zł z tytułu rekompensat za ograniczenia produkcji energii, głównie dotyczących 2025 roku. W samym drugim kwartale 2026 roku EBITDA segmentu była niższa o 39,8 mln zł r/r, co wynikało przede wszystkim z niższego wolumenu produkcji, a także pozytywnego wpływu na wynik II kwartału roku ubiegłego jednorazowych rekompensat otrzymanych przez projekty Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron.

Wynik EBITDA segmentu fotowoltaiki (149 MWp) w pierwszym półroczu 2026 roku był o 1,6 mln zł niższy w porównaniu z analogicznym okresem 2025 roku. Wyższa produkcja energii elektrycznej, wynikająca głównie z uruchomienia farm Szprotawa I i Szprotawa II w drugim kwartale 2025 roku, pozytywnie wpłynęła na wynik. Efekt ten został jednak skompensowany przez niższe średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej w porównaniu do analogicznego okresu roku 2025 (efekt korzystnego zabezpieczenia ceny w 2025 r. dla jednego z projektów) oraz wyższe koszty operacyjne, będące konsekwencją wzrostu mocy zainstalowanej w konsekwencji oddania do użytkowania nowych projektów. W drugim kwartale 2026 roku EBITDA segmentu była niższa o 1,8 mln zł r/r, głównie w wyniku niższych cen sprzedaży energii elektrycznej oraz wyższych kosztów operacyjnych.

Segment gazu i czystych paliw zanotował wynik wyższy o 0,4 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego wskutek osiągnięcia wyższej marży brutto w związku z wyższą marżą na energii elektrycznej oraz wyższą marżą uzyskaną na rynku mocy. Wskutek realizacji transakcji sprzedaży spółki Elektrociepłownia Nowa Sarzyna na koniec stycznia, jej wynik został uwzględniony w wynikach Grupy jedynie za pierwszy miesiąc roku, co przełożyło się również na niższy o 2,9 mln zł wynik segmentu w drugim kwartale względem analogicznego okresu roku ubiegłego.

Segment obrotu i sprzedaży zanotował w pierwszym półroczu 2026 spadek wyniku EBITDA o 4,7 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Wpływ na spadek wyniku miały: i) niższy wynik na sprzedaży energii, głównie w konsekwencji zaniechania działalności w segmencie sprzedaży do klientów B2C oraz zakończenie dostaw dla części kontraktów obsługiwanych w roku 2025, ii) niższy wynik na sprzedaży energii z OZE, m.in. wskutek niższej generacji aktywów wytwórczych Grupy, iii) niższy wynik na sprzedaży certyfikatów z farm wiatrowych ze względu na ogólny spadek poziomu cen świadectw pochodzenia oraz iv) niższy wynik na pozostałej działalności, głównie w obszarze energetyki prosumenckiej, związany ze spadkiem marży i wolumenu sprzedaży instalacji fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Spadek wyniku został częściowo skompensowany przez wyższą marżę na prop tradingu wypracowaną w oparciu o podwyższoną zmienność na rynkach terminowych związaną z konfliktem na Bliskim Wschodzie, a także niższe koszty operacyjne w wyniku działań optymalizacyjnych oraz efektu połączenia spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż. Ponadto, wskutek realizacji transakcji sprzedaży spółki Polenergia Fotowoltaika, jej wynik został uwzględniony w wynikach Grupy w ramach tego segmentu jedynie za pierwsze cztery miesiące tego roku.

W samym drugim kwartale 2026 r. segment obrotu i sprzedaży zanotował spadek wyniku EBITDA o 5,8 mln zł w porównaniu do wyniku zanotowanego w analogicznym okresie roku ubiegłego. Główny wpływ miała niższa marża na handlu i obsłudze biznesu, przede wszystkim na handlu spekulacyjnym zielonymi certyfikatami z uwagi na istotny spadek zmienności rynkowej i niższego rynkowego poziomu cen certyfikatów, oraz niższa marża na sprzedaży energii głównie w konsekwencji zaniechania działalności w segmencie sprzedaży do klientów B2C oraz zakończeniem dostaw dla części kontraktów obsługiwanych w roku 2025. Spadek wyniku EBITDA częściowo skompensowany został przez niższe koszty operacyjne w konsekwencji działań optymalizacyjnych, efektu połączenia spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż oraz przez wyższy wynik na pozostałej działalności uwzględniający m.in. pozytywny efekt przeszacowania odpisu na należności w oparciu o wycenę kontraktu.

Wynik EBITDA segmentu dystrybucji zanotował spadek wyniku EBITDA o 8,4 mln zł w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego, co jest konsekwencją niższej marży na sprzedaży spowodowanej

głównie niższą ceną sprzedaży, wyższych kosztów operacyjnych, które wzrosły wraz ze wzrostem skali działalności spółki, oraz niższego wyniku z pozostałej działalności, gdzie rozpoznano jednorazowe koszty wynikające m.in. z domiaru kary URE. Segment dystrybucji w samym drugim kwartale odnotował niższy o 5,6 mln zł wynik EBITDA w efekcie niższej marży na sprzedaży i dystrybucji energii, a także wyższych kosztów operacyjnych i niższego wyniku z pozostałej działalności.

Wynik w segmencie niealokowanych w okresie od stycznia do czerwca 2026 roku był niższy o 13,7 mln zł w porównaniu do wyniku w analogicznym okresie roku 2025. Na zmianę wyniku EBITDA w roku 2026 wpływają głównie koszty operacyjne, w tym wyższe koszty wynagrodzeń wskutek dostosowywania poziomu zatrudnienia do rosnącej skali działalności Grupy oraz usług obcych związanych z realizacją i przygotowaniem do realizacji strategicznych projektów.

Wynik na działalności finansowej w okresie styczeń – czerwiec 2026 roku był r/r wyższy o 62,9 mln zł, a w samym drugim kwartale wyższy o 17,8 mln zł. Głównym czynnikiem były narastająco niższe o 36 mln zł koszty prowizji (o 35 mln zł w drugim kwartale), związane z brakiem w 2026 r. kosztu warunkowej transakcji zabezpieczającej Deal Contingent Hedge, której celem było ograniczenie ryzyka zmienności stóp procentowych dla projektów Bałtyk II i Bałtyk III. Dodatkowo, na zmianę wyniku na działalności finansowej w porównaniu do analogicznego okresu poprzedniego roku istotny wpływ miały również wynik z tytułu różnic kursowych (wzrost o 12,4 mln zł w okresie styczeń-czerwiec), częściowo skompensowane przez niższy wynik na transakcjach gwarancji i poręczeń (spadek o 4,2 mln zł) oraz wyższe koszty z tytułu odsetek od kredytów, obligacji i KPO (wzrost o 2,8 mln zł). Na wynik drugiego kwartału wpływ miał niższy wynik z tytułu różnic kursowych (spadek o 14,6 mln zł), niższe koszty z tytułu odsetek od kredytów, obligacji i KPO (spadek o 1,5 mln zł) oraz wynik na transakcjach gwarancji i poręczeń (spadek o 2,5 mln zł).

Niższy poziom podatku dochodowego w 2026 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy.

Ocena wpływu wojny w Ukrainie oraz w Iranie i sytuacji na rynku energii na działalność Spółki

W związku z trwającym konfliktem zbrojnym w Ukrainie na bieżąco monitorowane i identyfikowane są czynniki ryzyka, które mogą mieć wpływ na działalność i wyniki finansowe Grupy Polenergia.

Trwająca wojna w Ukrainie do końca pierwszego półrocza 2026 roku nie przyniosła rozstrzygnięć na polu walki. Wpływ konfliktu na notowania surowców energetycznych w Europie nie ma jednak już tak istotnego znaczenia jak w pierwszych jego miesiącach, ze względu na zrealizowaną dywersyfikację dostaw gazu ziemnego w postaci dostaw LNG oraz innych czynników geopolitycznych, jak konflikt w zatoce perskiej. Aktualnie największy wpływ na ceny gazu ziemnego ma konflikt na Bliskim Wschodzie. Wojna, która wybuchła 28 lutego 2026 roku, doprowadziła do zablokowania Cieśniny Ormuz, przez którą przepływa znacząca część światowej produkcji ropy oraz gazu ziemnego. Konflikt doprowadził do skokowych wzrostów cen ropy i gazu ziemnego, a także ma bezpośredni wpływ na podaż surowców energetycznych w Europie. Póki co Emitent nie widzi znaczącego wpływu sytuacji na Bliskim Wschodzie na ceny energii w długim terminie, które mocniej korelują ze zmianami cen uprawnień do emisji CO₂. W ostatnim czasie zaobserwowano natomiast handel po wyższych cenach kontraktami na okres zimy 2026/2027 z uwagi na obawy o dostępność gazu ziemnego w tym okresie.

Na wysokie ceny gazu ziemnego na rynkach hurtowych, jakie obserwowaliśmy po w pierwszym półroczu 2026 roku, wpłynęła nie tylko sytuacja w cieśninie Ormuz, ale również niskie temperatury zimą i ekstremalnie wysokie temperatury latem, które przyczyniły się do większego niż zwykle poziomu opróżnienia europejskich zapasów surowców a w szczególności gazu. Generacja energii z wiatru w tym samym okresie była niższa od średnich historycznych, co dodatkowo wpłynęło na wzrost cen energii elektrycznej na rynku SPOT. Ceny uprawnień do emisji CO₂, po serii spekulacji o rozluźnieniu systemu EU ETS spadały w kierunku 60 EUR/t, po czym szybko odbiły się po serii komunikatów, że europejscy decydenci nie zamierzają rezygnować z tego narzędzia w finansowaniu transformacji energetycznej, nawet kosztem wysokich cen energii w Europie. Po lipcowym przeglądzie systemu EU ETS rynek EUA

pozostaje w trendzie wzrostowym, a ceny uprawnień do emisji CO₂ wróciły do poziomów powyżej 80 EUR/t. Ceny energii elektrycznej w Polsce pozostają silnie skorelowane z cenami uprawnień do emisji CO₂, które w dużej mierze wyznaczają kierunek zmian cen energii na rynku hurtowym. Dodatkowymi czynnikami wspierającymi notowania energii w Polsce, choć nie bezpośrednimi, są obecne warunki meteorologiczne w Europie, w szczególności susza ograniczająca dostępność czynnika chłodzącego dla sektora energetycznego, a także pozostające na wysokich poziomach ceny gazu ziemnego.

Rynki energii elektrycznej i gazu ziemnego nie są przygotowane na zagrożenia dywersyjne i elementy konfliktu hybrydowego w postaci uszkodzeń podmorskich kabli do przesyłu energii, gazu, czy innych instalacji infrastruktury energetycznej na terenie państw UE, a także ataki związane z cyberbezpieczeństwem tych obiektów. Ogłoszone całkowite uniezależnienie się Europy od rosyjskiego gazu do końca 2027 roku to dodatkowy czynnik presji na ceny energii w Europie.

Od 11 lipca 2025 r. po dołączeniu Polski do platformy wymiany mocy bilansujących PICASSO nastąpił silny wzrost zmienności cen na rynku bilansującym, w tym do ekstremalnych poziomów w obserwowanym zakresie od minus 45 tysięcy do plus 48 tysięcy zł za MWh. Znacząco zwiększyło to koszty bilansowania źródeł OZE w pod koniec 2025 roku, co negatywnie wpływało na uzyskiwane przez Grupę wyniki związane z eksploatacją źródeł OZE. W 2026 roku PSE wprowadziło mechanizm tzw. „elastyczności popytu” na rynku bilansującym, który ma zapobiec wyznaczaniu cen w oparciu o najwyższe oferty z platformy PICASSO. W pierwszym półroczu widzimy, że poskutkowało to redukcją ekstremów cenowych na rynku bilansującym. W IV kwartale roku Polska ma dołączyć do kolejnej platformy wymiany mocy bilansujących MARRI. PSE przygotowuje rynek do bardziej płynnego uczestnictwa podmiotów z platformy MARRI w bilansowaniu polskiego obszaru cenowego. Przedstawiciele PSE ze względu na niewystarczającą jakość bilansowania się podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie przygotowują się do wprowadzenia dodatkowego współczynnika tzw. „Alpha”, powiększającego ceny na rynku bilansującym w okresach większego rozbilansowania KSE. Wprowadzenie dodatkowego współczynnika może spowodować wzrost kosztów bilansowania źródeł OZE. W krótkim i średnim okresie spodziewamy się utrzymania wysokich kosztów profilu wraz z rosnącym nasyceniem OZE w KSE i spadającą podażą energii ze źródeł konwencjonalnych. W kolejnych latach rozwój magazynów energii powinien stopniowo ograniczać koszty profilu zarówno dla źródeł PV, jak i wiatrowych, przy czym efekt ten powinien być wyraźniejszy w przypadku PV. W rezultacie koszty profilu dla wiatru mogą początkowo pozostawać na podwyższonym poziomie, a następnie stopniowo się obniżać, podczas gdy w przypadku PV spadek będzie bardziej wyraźny. Dodatkowo w okresach nadpodaży generacji energii z OZE i braku popytu na nią stosowane są nierynkowe redysponowania, czyli wyłączenia źródeł OZE, skutkujące niższymi wolumenami produkcji i wpływem na przychody Grupy.

W segmencie lądowych farm wiatrowych i farm fotowoltaicznych wysoka zmienność cen energii elektrycznej skorelowana ze zmiennością generacji energii z wiatru i słońca skutkowałą znaczącym wzrostem kosztu profilu dla źródeł PV, co obserwowaliśmy zwłaszcza na przełomie wiosny i lata 2026. Efekt ten obniża uzyskiwaną efektywną cenę sprzedanej energii elektrycznej. Jednocześnie występowanie ujemnych cen i nadpodaży energii z OZE powoduje, że farmy zostają wyłączane ze względów ekonomicznych lub bilansowych (przez operatora). Wyłączenia generacji na polecenie operatora w pierwszym półroczu 2026 roku były istotnym czynnikiem ograniczającym produkcję źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, szczególnie w okresach, gdy źródła te pracowały jednocześnie, dostarczając takie ilości energii, których odbiorcy nie byli w stanie skonsumentować, a operator nadal musiał utrzymywać w gotowości jednostki konwencjonalne. W związku z licznymi ograniczeniami produkcji oraz niższą wietrznością, jaką obserwowaliśmy w omawianym okresie 2026 roku, wolumen produkcji energii w tym segmencie był niższy od zakładanego.

W związku ze znacznym wzrostem mocy zainstalowanej w OZE, w szczególności w segmencie źródeł fotowoltaicznych, w Polsce i krajach sąsiednich, w okresach wysokiej generacji OZE i jednocześnie

niskiego zapotrzebowania, mocno rośnie ilość okresów, w których pojawiają się ujemne ceny energii. Oznacza to, że za energię elektryczną wytworzoną w tych okresach rozliczeniowych to wytwórca musi zapłacić za jej sprzedaż na rynek. Alternatywą jest redukcja produkcji, aby nie ponosić tego kosztu. Sytuacje takie mają miejsce głównie w dni weekendowe i świąteczne, ale też coraz częściej w wiosenne i jesienne dni robocze z wysoką generacją PV w tzw. szczycie słonecznym, czyli w godzinach najintensywniejszego nasłonecznienia. Jednocześnie dla wytwórców OZE rozliczających się w ramach systemów wsparcia wystąpienie przez co najmniej sześć kolejnych godzin cen ujemnych wiąże się z brakiem możliwości rozliczenia w ramach systemu aukcyjnego wolumenów produkcji z tych godzin lub brakiem wydania przez Prezesa URE praw majątkowych przysługujących za produkcję z tych godzin, w zależności od systemu wsparcia, w którym uczestniczy dane źródło OZE.

Zjawisko okresowo występującej bardzo wysokiej podaży energii z OZE oprócz ujemnych cen generuje też inny wpływ na Grupę. W okresach, kiedy PSE nie jest w stanie bardziej ograniczyć jednostek konwencjonalnych ani wyeksportować nadwyżek generowanej energii, odgórnie zredukowana jest moc poszczególnych jednostek OZE. Na polecenie operatora PSE uruchamiane jest tzw. nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych. Sytuacja taka może podlegać rekompensacie finansowej ze strony PSE, jednak czas oczekiwania na rozpatrzenie wniosku i wypłata przedmiotowej rekompensaty nie jest natychmiastowa i zajmuje czas oraz dodatkowe zasoby. Rekompensata finansowa ze strony PSE obejmuje jedynie koszty wytwórcy związane z obowiązkiem zakupu energii niezbilansowanej po cenie rynku bilansującego CEN i przychody utracone w ramach systemów wsparcia (zielonych certyfikatów lub aukcji OZE). Rekompensata finansowa ze strony PSE nie obejmuje natomiast strat w przychodach pochodzących m.in. z umów PPA. Na podstawie zapisów w umowach przyłączeniowych, w części należących do Grupy instalacji OZE nie przysługuje rekompensata finansowa z tytułu nierynkowego redysponowania.

Gwarancje pochodzenia uzyskiwane za produkcję energii w źródłach odnawialnych i wykorzystywane przez odbiorców do potwierdzenia realizacji zakupu energii odnawialnej charakteryzowały się w pierwszym kwartale tego roku niskimi cenami ze względu na rozluźnienie systemu obowiązkowego raportowania ESG i opóźnienie jego wymogów o 2 lata dla niektórych przedsiębiorstw. Obecnie ceny gwarancji pochodzenia wydawane za 2026 rok utrzymują się na niskich poziomach. Szacujemy jednak, że długoterminowo ceny gwarancji pochodzenia ze źródeł odnawialnych powinny drożeć ze względu na wprowadzane wymogi regulacyjne. Niemniej są to nadal poziomy ok. 1-2% ceny energii elektrycznej sprzedawanej ze źródeł OZE.

Segment obrotu i sprzedaży, jako jedyny z Grupy, posiadał w przeszłości bezpośrednią ekspozycję na rynek ukraiński za pośrednictwem spółki zależnej Polenergia Ukraina. Spółka ta jeszcze przed rozpoczęciem wojny ograniczyła zakres prowadzonej działalności operacyjnej. Aktualnie wszelka działalność operacyjna w Ukrainie jest wstrzymana, a sama spółka ma wygaszoną licencję, rozwiązane zostały wszystkie umowy biznesowe oraz administracyjne i jest w końcowym etapie procesu likwidacji.

Grupa identyfikuje zwiększone ryzyko prowadzenia działalności handlowej na wszystkich rynkach, w tym m.in. ryzyko ponownego wzrostu zmienności cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, ryzyko niezrealizowania wolumenu odbioru przez kontrahentów, ryzyko braku płatności i wykonywania umów ze względu na nieprzewidziane zmiany regulacyjne, polityczne oraz wzrost ryzyka niewypłacalności kontrahentów. W sytuacji materializacji ryzyka dynamicznych wzrostów lub spadków cen, odchylenia w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych mogą wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Dodatkowo rosnąca zmienność cen rynkowych związana ze sprzedażą generacji z OZE, może spowodować znaczny spadek dochodów z działalności obsługi aktywów OZE Grupy. W odpowiedzi na zmieniające się uwarunkowania rynkowe Grupa zmodyfikowała strategię sprzedażową energii z aktywów OZE i dąży do zwiększenia udziału sprzedaży energii w ramach hurtowych transakcji OTC tj. sprzedaży bezpośrednio do klientów oraz w ramach kontraktów długoterminowych cPPA. Negatywne zmiany

kursów walutowych mogą skutkować pogorszeniem wyniku na rynku denominowanym w euro. Jednocześnie umocnienie euro może prowadzić do zwiększenia wartości wymagalnych depozytów zabezpieczających. Segment jest również ekspozycyjny na ryzyko wzrostu stóp procentowych. Wyższy koszt kredytu obrotowego, wynikający z wysokich stóp procentowych, może spowodować pogorszenie się rentowności prowadzonej działalności. Grupa Polenergia podejmuje także działania w celu monitorowania zagrożeń związanych z bezpieczeństwem. Potencjalny atak hakerski lub kinetyczny niszczący infrastrukturę teleinformatyczną lub ograniczający dostęp do systemów w tej spółce skutkowałoby brakiem lub ograniczoną możliwością prowadzenia działalności handlowej. Grupa identyfikuje też zagrożenia wynikające z odejścia kluczowego personelu obsługującego operacje handlowe w Spółce. W przypadku głębszej konsolidacji sektora wytwórczego w Polsce, przy wydzieleniu jednostek wysokoemisyjnych ze Spółek Skarbu Państwa, może pojawić się ryzyko dalszego pogłębienia się braku płynności na rynku terminowym oraz transparentności i wiarygodności giełdowych indeksów cenowych co może utrudnić prowadzenie działalności obrotowej i wpłynąć negatywnie na przychody Grupy. Z kolei objęcie obligatoryjnym handlem na giełdzie podmiotów OZE może skutkować wzrostem zmienności na rynkach krótkoterminowych oraz zahamowaniem rozwoju rynku kontraktów PPA.

Segment dystrybucji jest zabezpieczony długoterminowo przed skutkami wzrostu kosztów inwestycji oraz rosnących stóp procentowych poprzez mechanizm taryfowy uwzględniania poniesionych nakładów inwestycyjnych w taryfie na dystrybucję energii elektrycznej. Mechanizmy te są stosowane również przy zatwierdzonej taryfie na rok 2026.

W krótkiej perspektywie czasowej, realizowane przez Grupę projekty inwestycyjne mogą zostać dotknięte negatywnymi skutkami obecnej sytuacji rynkowej. Wzrost cen surowców i produktów na rynku oraz chwilowe braki pracowników u podwykonawców mogą spowodować opóźnienia w realizacji planowanych projektów farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Utrzymujące się wysokie stopy procentowe powodują wzrost kosztów finansowania, a wzrost cen surowców i towarów w połączeniu ze zmiennością kursu EUR/PLN może doprowadzić do wzrostu łącznych kosztów inwestycji.

Innym czynnikiem, który może mieć istotny wpływ na działalność Grupy, są koszty finansowania wynikające z wysokich stóp procentowych. Na koniec drugiego kwartału 2026 roku zadłużenie Emitenta wynosiło 2 936 mln zł (bez projektów Bałtyk II i Bałtyk III). 83% zadłużenia z tytułu kredytów inwestycyjnych, obligacji oraz KPO stanowiło zadłużenie zabezpieczone przed wzrostem stóp procentowych. Poziom kursu złotego w stosunku do euro i dolara amerykańskiego ze względu na napięcia geopolityczne podlegał dużym wahaniom, a ryzyko wzrostu kosztów związanych z zabezpieczeniami transakcji zawieranych na rynkach towarowych pozostaje podwyższone. W tej kwestii nie pomaga też brak przewidywalności polityki zagranicznej prowadzonej przez administrację USA, w tym w szczególności wprowadzanych i odwoływanych cel.

W ocenie Grupy, obecna sytuacja rynkowa nie powinna zagrozić realizacji podstawowych celów określonych w Strategii Grupy Polenergia na lata 2025 – 2030.

Realizacja Strategii Grupy Polenergia na lata 2025-2030

W dniu 18 marca 2025 roku Zarząd Spółki przyjął Strategię Grupy Polenergia na lata 2025-2030 („Strategia Grupy Polenergia”). Przy opracowywaniu Strategii Grupy Polenergia uwzględniono aktualną oraz przewidywaną sytuację w sektorze elektroenergetycznym, przeprowadzono analizę otoczenia makroekonomicznego, rynkowego i regulacyjnego, a także określono założenia dotyczące kierunków rozwoju sektora w perspektywie najbliższych sześciu lat.

Strategia Grupy Polenergia zakłada rozwój najbardziej perspektywicznych kierunków rynku OZE przy jednoczesnym ograniczeniu działalności obszarów, które nie generują wystarczającej wartości dodanej oraz nie tworzą synergii z działalnością podstawową. Ambicją i misją Grupy Polenergia jest kontynuowanie działań związanych z procesem polskiej zielonej transformacji energetycznej, z wykorzystaniem innowacyjnych rozwiązań wspierających efektywność pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Strategia Grupy Polenergia opiera się na maksymalizacji wartości dla akcjonariuszy poprzez efektywne wykorzystanie rynkowych możliwości wzrostu oraz osiąganie atrakcyjnych stóp zwrotu, co stanowi solidną podstawę długoterminowego rozwoju i stabilnych wyników finansowych.

Priorytetem jest realizacja projektów morskiej energetyki wiatrowej Bałtyk II i III, oraz Bałtyk I (łącznie ok. 3000 MW, projekty rozwijane we współpracy z Equinor), co pozwoli wygenerować stabilny i wysoki zysk EBITDA.

Jednocześnie, kontynuowana będzie rozbudowa mocy wytwórczych w lądowej energetyce wiatrowej w Polsce o atrakcyjnej stopie zwrotu, przy wykorzystaniu istniejących zasobów Grupy (ok. 50 MW). Strategia zakłada dalszy rozwój projektów fotowoltaicznych w oparciu o istniejące aktywa (w ramach cable pooling), w połączeniu z magazynami energii (łącznie zwiększenie o mocy ok. 100 MW).

Dodatkowo, Grupa będzie pracowała nad wzmocnieniem kompetencji i efektywności sprzedaży kontraktów PPA, co zabezpieczy dochodowość aktywów wytwórczych.

Strategia zakłada również dalsze rozwijanie projektu wiatrowego w Rumunii.

Jednocześnie zgodnie ze strategią Grupa będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Grupa będzie kontynuowała przegląd opcji strategicznych, który ma na celu wybór najkorzystniejszego sposobu realizacji długoterminowego celu, czyli maksymalizacji wartości dla obecnych i przyszłych akcjonariuszy Emitenta.

W efekcie realizacji działań w/w kierunków Strategia zakłada:

- wzrost mocy wytwórczych dla Grupy Polenergia do 1,5 GW¹ w 2030 roku z 0,6 GW obecnie;
- wzrost EBITDA do poziomu ok. 1,6 mld zł¹ w 2030 roku.
- poniesienie nakładów kapitałowych (rozumianych jako wniesiony do projektów wkład własny) w wysokości ok. 4,6 mld zł, głównie na inwestycje związane z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej.

Finansowanie realizacji Strategii Grupy Polenergia będzie pochodziło ze środków wygenerowanych przez spółkę Polenergia S.A., w tym m.in. z zakładanych dezinwestycji, a także finansowania zewnętrznego, które w zależności od wymaganej kwoty, sytuacji rynkowej i innych czynników, będzie pozyskiwane w formie kredytów bankowych, emisji obligacji, a także od obecnych lub przyszłych inwestorów, w formie emisji akcji lub instrumentów hybrydowych.

Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne Zarząd Emitenta nie planuje rekomendowania wypłaty dywidendy w horyzoncie trwania Strategii.

¹ Moc oraz EBITDA Grupy na rok 2030 zostały zaprezentowane w ujęciu zarządczym, przy założeniu konsolidacji projektów Bałtyk II oraz Bałtyk III proporcjonalnie do udziału Polenergii S.A. w tych projektach, tj. w wysokości 50%

Jednocześnie Zarząd Emitenta informuje, że dokonano analizy wpływów celów i założeń nowej strategii według wytycznych ESRS2 SBM-3 na strategię ESG i realizację celów w obszarze zrównoważonego rozwoju.

Strategia zakłada stabilny rozwój Grupy Polenergia w najbardziej perspektywicznych segmentach rynkowych w oparciu o przychody zabezpieczone poprzez kontrakty typu PPA i CFD.

Lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne

Grupa eksploatuje projekty odnawialnych źródeł energii o mocy 493 MW w segmencie lądowej energetyki wiatrowej, a także o mocy 149 MWp w segmencie farm fotowoltaicznych.

Dla projektu farmy fotowoltaicznej Rajkowy o mocy 35 MWp po wygranej aukcji na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii w 2023 roku, w czerwcu 2025 r. podjęto uchwały zatwierdzające ostateczną decyzję inwestycyjną dla projektu, co oznaczało uzyskanie wymaganych zgód korporacyjnych niezbędnych do realizacji projektu. Zawarta została umowa z wykonawcą prac montażowo - elektrycznych i umowy z dostawcami m.in. modułów fotowoltaicznych i inwerterów. We wrześniu 2025 roku rozpoczęły się pierwsze prace budowlane – prace ziemne, zaplecze budowy. W grudniu 2025 roku podpisana została umowa kredytowa. W pierwszym kwartale 2026 r. zakończono dostawy wszystkich kluczowych komponentów, m.in. konstrukcji wsporczych, modułów PV, inwerterów i kabli elektroenergetycznych oraz kontynuowana była ich instalacja. W drugim kwartale 2026 r. zakończono główne prace wykonawcze, m.in. wbijanie i skręcanie konstrukcji stalowych, montaż inwerterów i montaż modułów fotowoltaicznych. Wszystkie prace postępowały zgodnie z zaplanowanym harmonogramem i budżetem. Budowa projektu powinna zakończyć się w czwartym kwartale 2026 r.

W grudniu 2024 roku aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii wygrała przygotowywana do realizacji instalacja rozwijana w ramach spółki zależnej Polenergia Farma Wiatrowa Bądecz (48,3MW). Spółka jest na etapie pozyskiwania ostatnich niezbędnych dokumentów wymaganych do podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej.

Poza projektami w eksploatacji, Grupa posiada portfel projektów w fazie średniozaawansowanej i mniej zaawansowanej farm wiatrowych (ok. 1 GW) i farm fotowoltaicznych (ok. 0,9 GW). Dla poszczególnych projektów będą rozważane różne formy komercjalizacji produkcji, w tym ofertowanie części produkcji w kolejnych aukcjach OZE, sprzedaż energii do odbiorców końcowych w kontraktach cPPA lub sprzedaż energii na rynku regulowanym lub pozagiełdowym.

Grupa prowadzi również prace w zakresie rozwoju portfela projektów magazynów energii (BESS). Są to przede wszystkim projekty, które będą miały charakter komplementarny do już istniejących lub rozwijanych farm wiatrowych oraz fotowoltaicznych Grupy. Na różnym etapie rozwoju Grupa posiada aktualnie portfolio projektów BESS o mocy ok. 0,9 GW. Pierwsze projekty mogą osiągnąć stan gotowości do budowy w roku 2027.

Grupa Polenergia rozpoczęła aktywne działania weryfikacji rynku w obszarze potencjalnej akwizycji projektów farm wiatrowych na wczesnych etapach rozwoju oraz magazynów energii na etapie zaawansowanym.

Grupa kontynuuje rozwój projektów wiatrowych na rynku rumuńskim za pośrednictwem spółki zależnej Wind Farm Four Srl („WF4”). WF4 realizuje prace deweloperskie związane z portfelem projektów farm wiatrowych o łącznej mocy przyłączeniowej do 685,6 MW, rozwijanych w ramach siedmiu spółek celowych. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania prowadzone są dalsze prace deweloperskie w zakresie uzyskania pozwolenia na budowę infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy z projektowanych farm wiatrowych, w tym przede wszystkim zakupy gruntu pod stację transformatorową i słupy linii energetycznej, dodatkowe analizy rekomendowane przez doradcę technicznego, analizy środowiskowe i ESG wymagane przez instytucje multilateralne. Zgodnie z aktualnym harmonogramem, projekty powinny osiągnąć pełną gotowość do realizacji oraz gotowość do

podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej w 2027 roku.

Jednym z kluczowych celów strategicznych spółki jest długoterminowe zabezpieczanie produkcji energii z aktywów operacyjnych OZE Grupy. W celu minimalizacji ryzyka rynkowego oraz długoterminowej stabilizacji przychodów, Grupa koncentruje się na sprzedaży wolumenu wytworzonej energii elektrycznej głównie poprzez kontrakty różnicowe (aukcje) i umowy sprzedaży energii elektrycznej do klientów końcowych w formułach Pay-as-Produce oraz Pay-as-Nominated (kontrakty PPA). Pozostały wolumen plasowany jest na giełdzie energii w kontraktach standardowych typu forward. Najmniejsza część wolumenu ze względu na przyjętą strategię zabezpieczania ryzyka sprzedawana jest bezpośrednio na rynku SPOT.

W dniu 27 stycznia 2026 roku Emitent poinformował o zawarciu przez spółkę zależną Farma Wiatrowa Bądecz sp. z o.o. z globalną firmą 15-letniej umowy vPPA (virtual power purchase agreement). Grupa szacuje, że umowa vPPA zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 600 - 800 mln zł netto. Rozpoczęcie działalności komercyjnej przez Spółkę w dniu uruchomienia komercyjnego (COD) jest uzależnione od podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej oraz zabezpieczenia wszystkich niezbędnych zezwoleń administracyjnych.

W dniu 29 stycznia 2026 roku, Emitent poinformował o zawarciu przez spółkę zależną Polenergia Farma Fotowoltaiczna 2 sp. z o.o. z globalną firmą 15-letniej umowy vPPA (virtual power purchase agreement). Grupa szacuje, że umowa vPPA zapewnia zabezpieczenie łącznych przychodów projektu ze sprzedaży energii elektrycznej oraz Gwarancji Pochodzenia w całym okresie obowiązywania Umowy na przewidywanym poziomie około 130 - 180 mln zł netto. Umowa vPPA zawiera postanowienia zgodne z branżowymi standardami.

Na datę publikacji niniejszego raportu, Grupa na rok 2027 zabezpieczyła 83% prognozowanej produkcji energii, osiągając średnią ważoną cenę netto na poziomie 408 zł/MWh (po odliczeniu szacowanego kosztu profilu).

Poniższa tabela przedstawia poziom komercjalizacji energii elektrycznej z aktywów wiatrowych i fotowoltaicznych Grupy w latach 2027-2031:

	2027	2028	2029	2030	2031
Aukcja	21%	21%	40%	40%	39%
Pozostałe instrumenty zabezpieczające	63%	42%	17%	17%	15%
Razem	83%	63%	57%	57%	54%

Morskie farmy wiatrowe

MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III

Grupa posiada 50% udziałów w spółkach MFW Bałtyk II Sp. z o.o. i MFW Bałtyk III Sp. z o.o., prowadzących budowę morskich farm wiatrowych o mocy 720 MW każda. Są to projekty I fazy systemu wsparcia, o który można było się ubiegać do 31 marca 2021 r.

19 maja 2025 r. wspólnicy spółek MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o., tj. Polenergia S.A. („Polenergia S.A.” lub „Spółka”) oraz Equinor Wind Power AS, podjęli ostateczną decyzję inwestycyjną (ang. FID - *Final Investment Decision*) i zatwierdzili budżety oraz plany rozwoju projektów na fazę budowy („Biznesplan”), tym samym rozpoczynając fazę budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

Utrzymywane są terminy realizacji zgodne z zatwierdzonym Biznesplanem tj. zakończenie realizacji i oddanie projektów do użytkowania planowane jest na pierwsze półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk II

oraz na drugie półrocze 2028 r. dla MFW Bałtyk III. Pierwsza generacja energii z obu projektów planowana jest w 2027 roku.

Przewidywany w Biznesplanie łączny poziom nakładów inwestycyjnych oraz wydatków operacyjnych fazy budowy (z wyłączeniem kosztów finansowania w trakcie budowy) wyniesie ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk II oraz ok. 3,2 mld EUR dla MFW Bałtyk III, przy czym wspólnicy odpowiadają za zapewnienie finansowania w równych częściach.

Projekt realizowany jest w formule finansowania projektowego (ang. *project finance*) udzielonego przez konsorcjum polskich i zagranicznych instytucji finansowych. Spłata finansowania *project finance* oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

W dniu 20 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. zakończyły proces zawierania umów kredytów w celu sfinansowania budowy morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III ("Umowy Kredytów"). Umowy Kredytów zostały podpisane z konsorcjum ok. trzydziestu polskich i zagranicznych instytucji finansowych.

Na podstawie Umów Kredytów spółki projektowe uzyskały finansowanie w formule finansowania projektowego (*project finance* w modelu bez regresu) na finansowanie poniesionych nakładów w wysokości ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 2,9 mld EUR dla MFW Bałtyk III sp. z o.o. Okres finansowania obejmuje okres budowy oraz kolejne 22 lata.

Dodatkowo, w przypadku przekroczenia kosztów projektu lub niższych od zakładanych przepływów pieniężnych w okresie rozruchu projektów Polenergia S.A. może być zobowiązana do wniesienia dodatkowego wkładu kapitałowego w wysokości nieprzekraczającej 256 mln EUR. W tym zakresie zobowiązanie Spółki jest zabezpieczone gwarancjami bankowymi wystawionymi na zlecenie Polenergii S.A. oraz gwarancją korporacyjną Spółki.

Na datę podjęcia uchwał Zarząd Polenergii S.A. przewidywał, że wkład własny Polenergii S.A. do projektów zostanie sfinansowany ze środków pochodzących z Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności w ramach pożyczki udzielonej Spółce przez Bank Gospodarstwa Krajowego, zielonych obligacji wyemitowanych przez Spółkę, środków własnych Spółki oraz rozliczeń dotyczących energii wytworzonej i wprowadzonej do sieci w okresie rozruchu technologicznego przed osiągnięciem fazy operacyjnej.

Ponadto, zgodnie z Umowami Kredytów, spółki projektowe będą miały możliwość wykorzystania dodatkowych oraz rezerwowych linii kredytowych w łącznej wysokości ok. 230 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz ok. 240 mln EUR w przypadku MFW Bałtyk III sp. z o.o.

Oprocentowanie finansowania *project finance* kalkulowane będzie na bazie zmiennych stóp procentowych opartych na EURIBOR lub WIBOR, powiększonych o odpowiednie marże.

Warunki Umów Kredytów przewidują ustanowienie określonych zabezpieczeń przez spółki projektowe. Warunki te przewidują ponadto, że Polenergia S.A. będzie stroną niektórych umów oraz czynności podjętych w związku z finansowaniem *project finance* i ustanowionymi zabezpieczeniami, między innymi umowy międzywierzycielskiej (ang. *intercreditor agreement*), umowy wsparcia (ang. *shareholder support agreement*) oraz związanej z nią ww. umowy dot. Rachunków Depozytowych i gwarancji korporacyjnych (ang. *parent company guarantees*) oraz umowy określającej niektóre parametry finansowania (ang. *gaps agreement*), a także umowy przelewu praw z pożyczek wspólniczych (ang. *shareholder security assignment agreement*), jak również umowy zastawu na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III oraz na Rachunkach Depozytowych. W związku z zastawem na udziałach Spółka złożyła standardowe oświadczenia o poddaniu się egzekucji.

Finansowanie *project finance* nie jest zabezpieczone na żadnym składniku majątku Spółki ani Grupy Polenergia, z wyjątkiem, zastawów na udziałach Polenergii S.A. w kapitale zakładowym spółek projektowych, Rachunkach Depozytowych oraz przelewu pożyczek wspólniczych.

W dniu 22 maja 2025 r. spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. spełniły określone w Umowach Kredytów warunki zawieszające. Polenergia S.A. odpowiada za wniesienie wkładu w wysokości ok. 123 mln EUR, który został wpłacony na dedykowane rachunki bankowe Spółki w pełnej wysokości („Rachunki Depozytowe”). Zwalnianie środków z Rachunków Depozytowych w celu sfinansowania przez Polenergię S.A. wkładu własnego będzie rozłożone w czasie do 2028 r.

Jednocześnie po spełnieniu warunków zawieszających warunkowe transakcje zabezpieczające zawarte w formule *Deal Contingent Hedge* zostały poddane nowacji na docelowe transakcje zabezpieczające ryzyko zmian stóp procentowych. Zgodnie z Umowami Kredytów, spółki MFW Bałtyk II sp. z o.o. oraz MFW Bałtyk III sp. z o.o. dokonały transakcji zabezpieczających ryzyko kursowe i ryzyko zmiany stopy procentowej. Łącznie transakcje zabezpieczają ok. 90% planowanej ekspozycji Spółek Projektowych na ryzyko zmienności stopy procentowej opartej na EURIBOR, natomiast zawarte transakcje typu *forward* walutowy pokrywają blisko 100% ryzyka walutowego związanego z wydatkami inwestycyjnymi.

Splata finansowania *project finance* oparta będzie na przyszłych przepływach pieniężnych generowanych przez projekty MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III.

W ramach realizacji projektów morskich farm wiatrowych kluczowe działania w zakresie odpowiedzialności Spółki koncentrują się na zapewnieniu pełnej gotowości formalno-prawnej (*permitting*) do rozpoczęcia robót budowlanych dla poszczególnych komponentów projektu. Obejmują one także nadzór nad realizacją planów *permittingowych* oraz bieżące wypełnianie obowiązków wynikających z decyzji administracyjnych i przepisów prawa, niezbędnych do rozpoczęcia i realizacji poszczególnych prac.

W pierwszym półroczu 2026 r. uzyskano gotowość *permittingową* dla kluczowych zakresów prac morskich tj. dla instalacji fundamentów turbin morskich oraz kampanii instalacji narzutów kamiennych dla fundamentów, instalacji kabli morskich oraz gotowość do rozpoczęcia pracy dla statków dozorowych. Zmieniona została także decyzja lokalizacyjna dla kabli lądowych Bałtyk II i Bałtyk III, co umożliwi dostosowanie warunków realizacji inwestycji do aktualnego stanu projektu. Dodatkowo, procedowane są zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach obejmujących obszar morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III oraz zmiana pozwolenia na budowę dla ONS B2.

W okresie objętym sprawozdaniem prowadzone były intensywne prace zarówno w części lądowej, jak i morskiej. Jednym z najważniejszych osiągniętych kamieni milowych z zakresu prac morskich było rozpoczęcie w dniu 1 maja 2026 kampanii instalacyjnej fundamentów (tzw. *monopali*) pod morskie turbiny wiatrowe. Trwają prace w obszarze morskim na obu projektach Bałtyk II oraz Bałtyk III. Wykonano narzuty kamienne poprzedzające instalację fundamentów turbin wiatrowych oraz morskich stacji energetycznych. Instalacja fundamentów turbin wiatrowych dla obu projektów jest na zaawansowanym poziomie wykonania. Zakończono produkcję morskich kabli eksportowych oraz wewnętrznych, między turbinowych kabli farmy dla projektu Bałtyk 2. Trwają prace przygotowawcze do instalacji kabli eksportowych oraz wewnętrznych.

W obszarze wybrzeża zakończono z sukcesem ostatni z czterech przewiertów horyzontalnych (ang. HDD – *Horizontal Directional Drilling*) oraz wciągnięto rurę HDPE (rura osłonowa z polietylenu wysokiej gęstości) zabezpieczającą ten przewiert. Równocześnie realizowano prace przygotowawcze do budowy stanowisk betonowych TJB (ang. *Transition Joint Bay* – komora mufowa w miejscu, gdzie docelowo będą łączone kable eksportowe morskie z lądowymi) oraz do wciągania na ląd morskiego kabla eksportowego projektu Bałtyk II.

Ponadto, w pierwszym półroczu 2026 roku dostarczono oba transformatory dla morskiej stacji elektroenergetycznej (ang. OSS) na teren OSS Yard Bałtyk II w Vlissingen. W ramach działań na lądowej stacji elektroenergetycznej (ang. ONS) Bałtyk II, znajdującej się w Duninowie, zainstalowano znaczną część aparatury pierwotnej oraz dostarczono i zamontowano oba transformatory ONS. Prowadzono prace montażowe infrastruktury elektroenergetycznej. Realizowane są prace wykończeniowe wewnętrzne oraz rozpoczęto odbiory pomieszczeń w budynkach. Na stacji ONS Bałtyk III realizowano prace konstrukcyjne oraz instalacje uziemień i systemu odprowadzania wód opadowych. W obszarze linii kablowych 220kV i 400kV prace skupiały się na kolejnych połączeniach ułożonych wcześniej odcinków kablowych (łączenie kabli na przygotowanych stanowiskach mufowych). Linie kablowe 400 kV Bałtyku II i Bałtyku III zostały wprowadzone na konstrukcje w Stacji Elektroenergetycznej Słupsk, a linie 220kV na stację ONS.

W ramach realizacji Projektów prowadzone są ciągle, aktywne działania w obszarze zarządzania interesariuszami, informacji, komunikacji i edukacji. Przygotowano i wdrożono tymczasowy system rekompensat dla rybaków w związku z koegzystencją działalności rybackiej z budową morskich farm wiatrowych MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III. W czerwcu 2026 zakończono formalnie I nabór wniosków za 2025 r. Kolejny (II) nabór wniosków dotyczy 2026 r. i potrwa do końca września 2026. Ponadto prowadzony jest stały dialog z interesariuszami projektów, w tym lokalną społecznością zlokalizowaną w pobliżu realizacji projektów.

W okresie objętym sprawozdaniem, w toku budowy, realizowane były najważniejsze kontrakty zawarte przez spółki projektowe:

- Główne umowy projektowe z firmą Siemens Gamesa Renewable Energy na produkcję, dostawę oraz na serwis 100 turbin wiatrowych (luty 2024 r.);
- ESON (projekt systemu elektrycznego i dostawa lądowej stacji transformatorowej) (grudzień 2022 r.);
- Morskie kable eksportowe EPCI (październik 2024 r.);
- Kable między turbinowe EPCI (październik 2024 r.);
- Projektowanie fundamentów (marzec 2024 r.);
- Transport i instalacja fundamentów i OSS (lipiec 2024 r.);
- Instalacja turbin wiatrowych; umowa czarterowa (wrzesień 2024 r.);
- Dostawa morskiej stacji transformatorowej EPC (sierpień 2024 r.);
- Elementy przejściowe – EPC (sierpień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – EPC (wrzesień 2024 r.);
- Kabel eksportowy lądowy – roboty budowlane (sierpień 2024 r.);
- Wyjście na ląd HDD (wrzesień 2024 r.);
- Czarter statków do transportu załogi CTV (listopad 2024 r.)
- Narzuty kamienne zabezpieczające fundamenty turbin wiatrowych i morskich stacji transformatorowych (luty 2025 r.)

Ponadto, w analizowanym okresie, do chwili publikacji niniejszego Sprawozdania, Spółka zawarła kilka istotnych aneksów do niektórych z ww. umów:

- zmiana z dnia 24.04.2026 do umów na przewiert HDD, która finalizuje rozliczenie Hanab Projects związanych z nieprzewidzianymi warunkami gruntowymi i wynikającymi z nich przestojami przy pracach HDD dla Bałtyk II i III do 12. tygodnia 2026 r. Spółka uznaje część

zdarzeń za Variation Events i zatwierdza łączną kompensację w wysokości 28 888 340 EUR, podzieloną po 14 444 170 EUR na Bałtyk II i Bałtyk III.

- zmiana z dnia 07.07.2026 do umów na dostawę i instalację morskich kabli eksportowych zawartej ze spółką Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 spółka jawna oraz Jan De Nul Luxemburg SA Hellenic Cables S.A. Consortium Bałtyk 3 spółka jawna w związku ze zmianą koncepcji technicznej wyjścia na ląd (landfallu). Łączna szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 43,5 mln EUR.
- zmiana z dnia 06.08.2026 do umowy na zmianę umowy na wykonanie narzutów kamiennych ze spółką Van Oord Offshore Wind B.V. dla MFW Bałtyk II w zakresie narzutów dla kabli eksportowych. Szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 12,6 mln EUR.
- zmiana z dnia 20.08.2026 do umowy zmianę umowy na wykonanie narzutów kamiennych ze spółką Van Oord Offshore Wind B.V. dla MFW Bałtyk II w zakresie narzutów dla kabli wewnętrznych. Szacunkowa wartość wprowadzonej zmiany to około 8,7 mln EUR.

Ostateczne wynagrodzenie wykonawców uzależnione będzie m.in. od czasu pracy statków oraz aktualnych cen paliw. Wzrost wartości umów wskutek zawartych aneksów był uwzględniony w nakładach inwestycyjnych CAPEX na etapie opracowania budżetów i planów rozwoju projektów na fazę budowy, o których zatwierdzeniu Spółka informowała w raporcie giełdowym nr 29/2025.

MFW Bałtyk I

Grupa posiada 50% udziałów w spółce MFW Bałtyk I Sp. z o.o., która posiada 100% akcji w spółce MFW Bałtyk I S.A., przygotowującej do budowyorską farmę wiatrową zlokalizowaną na Morzu Bałtyckim, o mocy do 1 560 MW. Jest to projekt II fazy systemu wsparcia z aukcją przeprowadzoną 17 grudnia 2025 r.

Projekt morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk 1 otrzymał 25-letni kontrakt różnicowy (CfD) w ramach pierwszej polskiej aukcji morskiej energetyki wiatrowej dla projektów fazy II. Projekt Bałtyk 1 zabezpieczył najwyższą cenę (492,32 PLN/MWh) spośród wszystkich zwycięskich ofert, jak również największą moc do 1560 MW.

Po wygranej aukcji w 2025 roku w pierwszym półroczu 2026 roku projekt Bałtyk I był w fazie rozwoju skupionej przede wszystkim na analizie wariantów koncepcji technicznych, aktualizacji modelu inwestycji, kontynuacji prowadzenia procedur administracyjnych prowadzących do pozyskania pozwoleń na budowę, oraz identyfikacji dostawców w celu zwiększenia udziału krajowych firm (ang. *local content*). W drugim kwartale 2026 roku zostały przeprowadzone badania 3D dna morskiego morskiej farmy wiatrowej, a obecnie trwa proces analizowania pozyskanych danych pod kątem układu farmy, w tym liczby turbin, ich mocy oraz koncepcji technicznych.

Aktualnie trwa proces pozyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji. 3 kwietnia 2026 r. uzyskano potwierdzenie ostateczności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) dla infrastruktury przyłączeniowej morskiej farmy wiatrowej MFW Bałtyk I (decyzja uzyskana została 5 marca 2026 r.).

23 kwietnia 2026 r. uzyskano zmianę pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp i konstrukcji na polskich obszarach morskich dla MFW Bałtyk I, w zakresie parametrów technicznych co pozwoli na dostosowanie do aktualnych założeń projektowych oraz stanu wiedzy technicznej na temat technologii.

W drugim kwartale 2026 r. wydane zostały decyzje lokalizacyjne (DL) dla kabla eksportowego w części morskiej i lądowej w zakresie terenów otwartych oraz uzyskano zatwierdzenie 2 ostatnich ekspertyz technicznych, uzupełniając tym samym komplet 7 z 7 ekspertyz wymaganych przepisami ustawy o bezpieczeństwie morskim.

Zakończone zostały prace związane z kolejnym etapem badań geologicznych i geotechnicznych w obszarze części lądowej. Obecnie trwa weryfikacja dokumentacji badań podłoża gruntowego oraz opinii geotechnicznej.

Dla nieruchomości prywatnych położonych wzdłuż trasy kabla eksportowego MFW Bałtyk I zastosowano model pozyskiwania praw do gruntu oparty na ustanawianiu służebności przesyłu w formie umów cywilnoprawnych. W odniesieniu do nieruchomości instytucjonalnych oraz działek, dla których nie uzyskano służebności przesyłu, prawa do gruntu zostały zabezpieczone w decyzji lokalizacyjnej na podstawie Ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

Gaz i czyste paliwa

W związku z istotną skalą planowanych nakładów inwestycyjnych na realizację celów strategicznych określonych w strategii biznesowej, Zarząd w wyniku przeglądu opcji strategicznych podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju tego segmentu działalności Grupy.

W dniu 30 stycznia 2026 r., po uzyskaniu zgody organu antymonopolowego, Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. umowę przyrzeczoną sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., finalizując tym samym transakcję zapoczątkowaną przedwstępna, warunkową umową z 17 grudnia 2025 r. Łączna ostateczna cena sprzedaży udziałów wyniosła ok. 139,7 mln zł. Z uwagi na finalizację transakcji w styczniu 2026 r., wyniki tej spółki zostały ujęte w wynikach Grupy za 2026 rok jedynie za styczeń.

Projekt H2Silesia w ramach spółki celowej Polenergia H2Silesia sp. z o.o. zakładał budowę wielkoskalowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy 105 MW na potrzeby przemysłu ciężkiego i transportu zeroemisyjnego. W związku z zaniechaniem projektu w 2025 roku dokonano odpisu aktualizacyjnego wartość aktywów spisując ich wartość do zera.

Projekt H2HUB Nowa Sarzyna zakładał budowę pilotażowej instalacji produkcji odnawialnego wodoru o mocy nominalnej elektrolizera ok. 5 MW. W ramach dokonanego przeglądu opcji strategicznych w odniesieniu do dalszego kierunku rozwoju projektu H2HUB Nowa Sarzyna dokonano w 2025 roku odpisu aktualizującego wartość niefinansowych aktywów trwałych. W dniu 24 sierpnia 2026 r. dokonano rozwiązania, na mocy porozumienia stron i bez wzajemnych roszczeń, umowy pomiędzy spółką zależną Polenergia H2HuB Nowa Sarzyna sp. z o.o. a Narodowym Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej dotyczącej dofinansowania projektu budowy ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru w Rzeszowie oraz Nowej Sarzynie, w ramach której planowana dotacja miała wynieść 20 mln zł, przy czym żadne środki w ramach tej umowy nie zostały wypłacone.

W Grupie realizowany był również projekt eFuels, którego celem było wykorzystanie odnawialnego wodoru do produkcji metanolu oraz odnawialnego paliwa lotniczego. Projekt otrzymał dofinansowanie w ramach konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju „Nowe technologie w zakresie energii I”. W dniu 7 kwietnia 2025 r. Polenergia S.A. jako lider konsorcjum, złożyła wniosek o zaprzestanie realizacji projektu, z uwagi na brak perspektyw zakończenia zadań przewidzianych dla drugiej fazy w terminie określonym w umowie o dofinansowanie. W dniu 17 kwietnia 2026 r. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju przyjęło wyniki projektu przedstawione w raporcie końcowym.

Obrót i sprzedaż

Grupa konsekwentnie realizuje założenia strategii biznesowej, koncentrując się na stabilizacji wyników i długoterminowym kreowaniu wartości. Realizując założenia strategii sprzedaży, zabezpieczenie dominującej części planowanej generacji realizowane jest poprzez kontrakty CfD i długoterminowe kontrakty PPA, preferowane Pay as produced.

Ofertowanie energii do odbiorców końcowych realizowane jest ze szczególnym uwzględnieniem ryzyk i

potencjalnych kosztów, które mogą wpłynąć na przyszły poziom marży. Grupa prowadzi bieżącą analizę ryzyk i kosztów finansowych związanych z zabezpieczaniem pozycji odbiorców i wytwórców na rynku terminowym. Spółka wykonuje też krótkoterminową optymalizację pracy źródeł OZE w okresach ujemnych cen na rynku.

Sukcesywnie realizowana jest również działalność handlowa na rachunek własny na rynkach hurtowych (prop trading), a realizowane strategie prop-tradingowe z pozytywnym efektem wykorzystują zmienność rynkową, przy zachowaniu restrykcyjnych miar pozwalających ograniczać ekspozycję na ryzyko. Prowadzone są również prace mające na celu przygotowanie operacyjnie Grupy do wdrożenia rozliczeń 15-minutowych w ramach Rynku Dnia Następnego TGE.

Po zakończeniu w 2025 roku sprzedaży w segmencie B2C oraz finalnym połączeniu spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż, spółka analizuje dalsze możliwe kierunki rozwoju. Prowadzone prace obejmują ocenę możliwości wynikających ze zmian w strukturze rynku wytwarzania oraz potencjału rozwoju w obszarach Tradingu, Origination, a także nowych produktów dedykowanych klientom końcowym.

W związku ze sprzedażą w kwietniu spółki Polenergia Fotowoltaika, Grupa zaprzestała działalności w obszarze energetyki rozproszonej w ramach segmentu Obrotu i Sprzedaży.

Dystrybucja i eMobility

W segmencie dystrybucji spółka Polenergia Dystrybucja Sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdzającą nową Taryfę na dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej, która weszła w życie w dniu 1 marca 2026 r.

Polenergia Dystrybucja realizuje zakres inwestycyjny ujęty w III i IV planie inwestycyjnym. Równocześnie Spółka rozpoczęła pracę nad pozyskaniem nowych projektów przyłączeniowych i spodziewa się w najbliższym czasie pozyskać dodatkowe umowy przyłączeniowe na łączną kwotę ok. 40 mln. zł. W konsekwencji łączna skala planowanych inwestycji w horyzoncie 2025-2030 wynosi 184 mln zł.

W związku z planowanymi nakładami inwestycyjnymi Zarząd podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu się z dalszego rozwoju działalności Grupy w obszarze elektromobilności. Działalność Spółki Polenergia eMobility koncentruje się obecnie na utrzymaniu i eksploatacji wybudowanej infrastruktury technicznej (stacji ładowania, stacji transformatorowych oraz infrastruktury towarzyszącej) celem świadczenia usługi ładowania samochodów elektrycznych i hybrydowych PHEV.

Pozostałe istotne informacje dotyczące sytuacji Grupy

W dniu 16 czerwca 2026 r. Zarząd Emitenta powziął informację o zawarciu przez większośćciowych akcjonariuszy Spółki: Mansa Investments Sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited („Strony”), Aneksu nr 4 do umowy inwestycyjnej z dnia 3 listopada 2020 r. Na mocy powyższego Aneksu Strony uzgodniły zamiar ogłoszenia dobrowolnego wezwania do zapisywania się na sprzedaż wszystkich pozostałych akcji Spółki, tj. 17 077 229 akcji stanowiących około 22,12% kapitału zakładowego oraz ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Cenę w wezwaniu ustalono na 59,10 zł za jedną akcję. Strony uzależniły zawarcie umowy przystąpienia do umowy od tego, czy łączna liczba akcji Spółki objętych zapisami w Wezwaniu, łącznie z akcjami posiadanymi przez Strony, osiągnie liczbę reprezentującą co najmniej 95% ogólnej liczby głosów w Spółce. Jeżeli ten próg nie zostałby osiągnięty, Strony mogą wspólnie zrzec się spełnienia tego warunku na zasadach określonych w Aneksie i dokumencie Wezwania.

W odpowiedzi na formalne ogłoszenie Wezwania w dniu 10 lipca 2026 r. (działając na podstawie art. 80 ustawy o ofercie publicznej), Zarząd Spółki w dniu 23 lipca 2026 r. przyjął i opublikował oficjalne stanowisko dotyczące Wezwania. Zarząd ocenił wzięwszy pod uwagę interes Spółki, jej pracowników

oraz akcjonariuszy, że proponowana cena 59,10 zł za akcję jest zgodna z wymogami ustawowymi dotyczącymi ceny minimalnej. Przed wydaniem stanowiska Zarząd zlecił przygotowanie dwóch niezależnych ekspertyz (Fairness Opinion) podmiotom KPMG Advisory sp. z o.o. sp.k. oraz Deloitte Advisory sp. z o.o. sp.k. Obaj niezależni doradcy finansowi potwierdzili w swoich opiniach, że oferowana przez Wzywających cena mieści się w przedziale wartości godziwej Spółki.

W dniu 3 sierpnia 2026 r. do Emitenta wpłynęło do wiadomości wspólne oświadczenie kluczowych akcjonariuszy instytucjonalnych: Allianz Polska Otwartego Funduszu Emerytalnego oraz Nationale-Nederlanden Otwartego Funduszu Emerytalnego. Wymienione fundusze poinformowały, iż w ich ocenie (na dzień 31 lipca 2026 r.) cena 59,10 zł za akcję zaproponowana w Wezwaniu nie odzwierciedla wartości godziwej Polenergia S.A., w związku z czym zadeklarowały brak intencji odpowiedzi na Wezwanie i sprzedaży posiadanych pakietów akcji na zaoferowanych warunkach cenowych.

W dniu 13 sierpnia 2026 r. Zarząd Emitenta poinformował o otrzymaniu informacji, iż łączna liczba akcji objętych zapisami w Wezwaniu (uwzględniająca akcje będące już w posiadaniu Mansa Investments Sp. z o.o. oraz BIF IV Europe Holdings Limited) nie osiągnęła zastrzeżonego progu co najmniej 95% ogólnej liczby głosów w Spółce.

W konsekwencji niespełnienia tego warunku nie doszło również do skutku planowane przystąpienie Spółki do umowy akcjonariuszy z dnia 3 listopada 2020 r. (ze zm.), co oznacza niepowodzenie procesu Wezwania w kształcie określonym w ogłoszeniu z 10 lipca 2026 r.

W dniu 15 stycznia 2026 roku, Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Polenergia S.A. podjęło uchwałę w sprawie zmiany Polityki Wynagrodzeń Członków Zarządu oraz Rady Nadzorczej w Spółce. Treść podjętych uchwał została opublikowana raportem bieżącym nr 2/2026.

W dniu 8 kwietnia 2026 roku odbyło się Zwyczajne Walne Zgromadzenie Spółki Polenergia S.A. Treść podjętych uchwał zaprezentowana została w komunikacie nr 15/2026 z dnia 08 kwietnia 2026 roku.

Podczas wyżej opisanego Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki powołano w skład Rady Nadzorczej dwóch niezależnych jej członków: Pana Michała Wosika oraz Pana Marcina Murawskiego – na indywidualne, trzyletnie kadencje.

W dniu 8 kwietnia 2026 roku upłynęła kadencja dotychczasowych niezależnych członków Rady Nadzorczej – Pana Szymona Adamczyka oraz Pana Oresta Nazaruka.

W dniu 14 sierpnia 2026 r. Spółka otrzymała oświadczenie o rezygnacji dr. hab. prof. SGH Piotra Bartosza Ciżkowicza z pełnienia funkcji członka Rady Nadzorczej Polenergia S.A., ze skutkiem na koniec dnia 14 sierpnia 2026 r. Rezygnacja została złożona bez podania przyczyn.

W dniu 26 sierpnia 2026 roku Spółka otrzymała oświadczenie akcjonariusza Mansa Investments sp. z o.o. o wykonaniu uprawnienia osobistego wynikającego ze Statutu Spółki i powołaniu z tym samym dniem Pana Rafała Pluteckiego w skład Rady Nadzorczej Polenergia S.A.

Wyniki finansowe za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca 2026 roku w podziale na segmenty operacyjne

Na kolejnych stronach przedstawiono podział łącznego wyniku Grupy osiągniętego w pierwszym półroczu i drugim kwartale 2026 roku w podziale na segmenty działalności.

6M 2026 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	250,1	21,6	-	36,5	1 319,3	107,0	18,0	-	1 752,5
Koszty operacyjne, w tym	(119,8)	(12,1)	-	(32,0)	(1 247,5)	(87,8)	(15,0)	(0,9)	(1 515,1)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(53,0)	-	-	-	-	-	-	-	(53,0)
amortyzacja	(64,8)	(6,4)	-	(0,9)	(2,9)	(6,8)	(5,2)	(0,9)	(87,9)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(2,0)	-	-	-	-	-	-	-	(2,0)
Zysk brutto ze sprzedaży	130,3	9,6	-	4,4	71,8	19,2	3,0	(0,9)	237,3
<i>Marża zysku brutto ze sprzedaży</i>	<i>52,1%</i>	<i>44,2%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>12,1%</i>	<i>5,4%</i>	<i>17,9%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>13,5%</i>
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(9,8)	-	-	-	(9,8)
Koszty ogólnego zarządu	(6,6)	(1,7)	-	(0,5)	(34,8)	(7,0)	(55,7)	-	(106,4)
Pozostała działalność operacyjna	5,3	0,0	-	(0,1)	2,8	(2,5)	(0,5)	-	5,0
Zysk z działalności operacyjnej	129,0	7,8	-	3,8	30,0	9,7	(53,2)	(0,9)	126,1
EBITDA	193,8	14,2	-	4,7	32,6	16,5	(47,8)	-	214,0
<i>Marża EBITDA</i>	<i>77,5%</i>	<i>65,6%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>12,8%</i>	<i>2,5%</i>	<i>15,5%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>12,2%</i>
Wynik na działalności finansowej	(28,7)	(8,2)	-	(0,0)	(2,2)	(3,6)	(31,9)	-	(74,5)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	16,5	-	-	-	-	-	16,5
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	29,8	-	29,8
Koszty długoterminowego planu motywacyjnego	-	-	-	-	-	-	(17,0)	-	(17,0)
Zysk (Strata) brutto	100,3	(0,4)	16,5	3,8	27,8	6,2	(72,3)	(0,9)	81,0
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,8)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	43,2
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	(7,6)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,5
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	-	-	(24,2)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	(16,5)
Koszty długoterminowego planu motywacyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	13,7
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	10,8

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujęwane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

6M 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	301,3	21,0	-	41,2	1 829,5	109,5	14,1	-	2 316,7
Koszty operacyjne, w tym	(120,4)	(10,1)	-	(38,9)	(1 730,1)	(84,1)	(12,7)	(0,1)	(1 996,4)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia)	(54,2)	-	-	-	-	-	-	-	(54,2)
amortyzacja	(64,6)	(5,2)	-	(5,1)	(5,6)	(5,5)	(4,0)	(0,1)	(90,2)
korekta z tytułu przyznanych świadectw pochodzenia	(1,6)	-	-	-	-	-	-	-	(1,6)
Zysk brutto ze sprzedaży	180,9	11,0	-	2,3	99,5	25,4	1,3	(0,1)	320,3
<i>Marża zysku brutto ze sprzedaży</i>	<i>60,0%</i>	<i>52,1%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>5,6%</i>	<i>5,4%</i>	<i>23,2%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>13,8%</i>
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(29,2)	-	-	-	(29,2)
Koszty ogólnego zarządu	(5,5)	(0,6)	-	(2,6)	(42,2)	(6,0)	(39,2)	-	(96,1)
Pozostała działalność operacyjna	24,7	0,3	-	(21,8)	3,7	(0,1)	(0,3)	(71,0)	(64,5)
Zysk z działalności operacyjnej	200,2	10,6	-	(22,1)	31,7	19,3	(38,2)	(0,1)	130,4
EBITDA	264,7	15,8	-	4,3	37,3	24,9	(34,1)	-	312,9
<i>Marża EBITDA</i>	<i>87,8%</i>	<i>75,2%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>10,5%</i>	<i>2,0%</i>	<i>22,7%</i>	<i>"n/a"</i>	<i>"n/a"</i>	<i>13,5%</i>
Wynik na działalności finansowej	(30,7)	(6,2)	-	0,4	(3,2)	(3,9)	(73,7)	-	(117,3)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	(3,7)	-	-	-	-	-	(3,7)
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zysk (Strata) brutto	169,5	4,4	(3,7)	(21,7)	28,6	15,5	(111,9)	(71,1)	9,5
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(49,3)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(39,8)
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	3,2
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,7
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	92,3
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	-	-	-	-	-	-	3,7
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	61,2
Zmiana EBITDA rdr	(70,9)	(1,6)	-	0,4	(4,7)	(8,4)	(13,7)	-	(98,9)

*Przychody z tytułu przyznanych, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujęwane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży

2Q 2026 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	112,5	14,3	-	(0,0)	641,3	50,0	9,4	-	827,6
Koszty operacyjne, w tym	(58,9)	(6,3)	-	(0,2)	(615,0)	(40,8)	(7,7)	(0,8)	(729,8)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia)	(26,4)	-	-	-	-	-	-	-	(26,4)
amortyzacja	(32,4)	(3,3)	-	0,0	(0,9)	(3,5)	(2,5)	(0,8)	(43,4)
korekta z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia	0,0	-	-	-	-	-	-	-	0,0
Zysk brutto ze sprzedaży	53,6	8,1	-	(0,3)	26,3	9,2	1,7	(0,8)	97,8
Marża zysku brutto ze sprzedaży	47,7%	56,3%	"n/a"	"n/a"	4,1%	18,4%	"n/a"	"n/a"	11,8%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(2,1)	-	-	-	(2,1)
Koszty ogólnego zarządu	(3,2)	(0,5)	-	(0,0)	(15,8)	(4,1)	(30,2)	-	(53,9)
Pozostała działalność operacyjna	4,9	-	-	(0,0)	1,6	(2,6)	(0,7)	-	3,2
Zysk z działalności operacyjnej	55,3	7,6	-	(0,3)	9,6	2,5	(29,2)	(0,8)	44,7
EBITDA	87,8	10,8	-	(0,3)	10,3	6,0	(26,5)	-	88,1
Marża EBITDA	78,0%	75,4%	"n/a"	"n/a"	1,6%	12,1%	"n/a"	"n/a"	10,6%
Wynik na działalności finansowej	(13,9)	(4,3)	-	(0,0)	(1,1)	(1,9)	(20,8)	-	(42,0)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	0,7	-	-	-	-	-	0,7
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	0,4	-	0,4
Koszty długoterminowego planu motywacyjnego	-	-	-	-	-	-	(17,0)	-	(17,0)
Zysk (Strata) brutto	41,4	3,3	0,7	(0,3)	8,6	0,7	(66,7)	(0,8)	(13,1)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,2)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(17,3)
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6
Zysk na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)
Koszty długoterminowego planu motywacyjnego	-	-	-	-	-	-	-	-	13,7
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,0)
*Przychody z tytułu przyznaných, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży									
2Q 2025 (m PLN)	Lądowe Farmy Wiatrowe	Fotowoltaika	Morskie Farmy Wiatrowe	Gaz i Czyste Paliwa	Obrót i Sprzedaż	Dystrybucja	Niealokowane	Rozliczenie Ceny Nabycia	RAZEM
Przychody ze sprzedaży*	137,0	16,0	-	19,5	894,4	54,8	7,4	-	1 129,1
Koszty operacyjne, w tym	(58,5)	(6,3)	-	(18,0)	(849,2)	(42,9)	(7,4)	(0,1)	(982,3)
koszty operacyjne (bez korekty z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia)	(27,0)	-	-	-	-	-	-	-	(27,0)
amortyzacja	(32,3)	(3,1)	-	(2,6)	(2,7)	(2,9)	(2,0)	(0,1)	(45,6)
korekta z tytułu przyznaných świadectw pochodzenia	0,9	-	-	-	-	-	-	-	0,9
Zysk brutto ze sprzedaży	78,5	9,7	-	1,5	45,3	11,9	-	(0,1)	146,9
Marża zysku brutto ze sprzedaży	57,3%	60,7%	"n/a"	7,7%	5,1%	21,7%	"n/a"	"n/a"	13,0%
Koszty sprzedaży	-	-	-	-	(15,1)	-	-	-	(15,1)
Koszty ogólnego zarządu	(2,8)	(0,3)	-	(1,3)	(19,2)	(3,1)	(21,4)	-	(48,1)
Pozostała działalność operacyjna	19,7	0,2	-	(21,5)	2,4	-	(0,3)	(71,0)	(70,6)
Zysk z działalności operacyjnej	95,3	9,6	-	(21,2)	13,4	8,7	(21,6)	(71,1)	13,1
EBITDA	127,6	12,7	-	2,6	16,1	11,6	(19,6)	-	151,0
Marża EBITDA	93,2%	79,0%	"n/a"	13,4%	1,8%	21,2%	"n/a"	"n/a"	13,4%
Wynik na działalności finansowej	(16,4)	(3,9)	-	0,2	(1,8)	(2,0)	(39,4)	-	(63,3)
Zysk (Strata) na aktywach wycenianych metodą praw własności	-	-	4,1	-	-	-	-	-	4,1
Zysk (Strata) brutto	79,0	5,6	4,1	(21,0)	11,6	6,7	(61,0)	(71,1)	(46,1)
Podatek dochodowy	-	-	-	-	-	-	-	-	(37,0)
Zysk (strata) netto za okres	-	-	-	-	-	-	-	-	(83,0)
Korekty normalizujące:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alokacja Ceny Nabycia (PPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1
Różnice kursowe	-	-	-	-	-	-	-	-	(5,5)
Wycena kredytów metodą zamortyzowanego kosztu	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
Odpisy aktualizujące	-	-	-	-	-	-	-	-	92,3
Wynik netto na sprzedaży aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,1)
Skorygowany Zysk Netto	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
Zmiana EBITDA rdr	(39,8)	(1,9)	-	(2,9)	(5,8)	(5,6)	(6,9)	-	(62,9)
*Przychody z tytułu przyznaných, ale jeszcze nie sprzedanych świadectw pochodzenia ujmowane są zgodnie z MSSF15 poprzez pomniejszenie kosztu własnego sprzedaży									

3. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn

Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta został przedstawiony w nocie 8 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

W styczniu 2026 r. Grupa sfinalizowała sprzedaż 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. na rzecz Axpo Polska sp. z o.o. za ok. 139,7 mln zł, istotnie redukując skalę działalności operacyjnej w segmencie gazu i czystych paliw. W maju 2026 r. Grupa sfinalizowała również sprzedaż 100% akcji Polenergia Fotowoltaika S.A., redukując skalę działalności operacyjnej w obszarze energetyki prosumenckiej w ramach segmentu obrotu i sprzedaży. Pozostałe zmiany w organizacji grupy kapitałowej nie mają istotnego wpływu na działalność operacyjną Grupy.

4. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności

W dniu 30 stycznia 2026 r., po uzyskaniu zgody organu antymonopolowego, Polenergia S.A. zawarła z Axpo Polska sp. z o.o. umowę przyrzeczoną sprzedaży 100% udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o., finalizując tym samym transakcję zapoczątkowaną przedwstępną, warunkową umową z 17 grudnia 2025 r. Łączna ostateczna cena sprzedaży udziałów wyniosła ok. 139,7 mln zł. Z uwagi na finalizację transakcji w styczniu 2026 r., wyniki tej spółki zostały ujęte w wynikach Grupy za 2026 rok jedynie za styczeń.

Dodatkowo, w pierwszym półroczu 2026 roku, w wyniku kontynuacji uprzednio komunikowanego w ramach strategii Grupy Polenergia procesu wycofywania działalności i aktywności z obszaru wodoru i w konsekwencji zapoczątkowanego w 2025 roku obrotowym procesie likwidacji spółek projektowych, które nie prowadziły istotnej działalności, nastąpiła likwidacja spółek: Polenergia H2HUB 1 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2HUB 2 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2HUB 4 sp. z o.o. w likwidacji, Polenergia H2HUB 5 sp. z o.o. w likwidacji. W przypadku spółki Polenergia H2HUB 3 sp. z o.o. w likwidacji został złożony wniosek o jej wykreślenie z Krajowego Rejestru Sądowego.

Zgodnie z raportem bieżącym nr 15/2025 w ramach przyjętej strategii Spółka będzie stopniowo wycofywała się z działalności w obszarze elektromobilności i wodoru. W pozostałych obszarach Spółka kontynuuje przegląd opcji strategicznych, z tym zastrzeżeniem, że w wyniku sprzedaży udziałów w Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o. Grupa Polenergia zaprzestała działalności operacyjnej w segmencie gaz i czyste paliwa kończąc przegląd opcji strategicznych w tym obszarze.

W dniu 11 maja 2026 roku Polenergia S.A. sfinalizowała sprzedaż 100 proc. akcji spółki Polenergia Fotowoltaika S.A. Transakcja stanowi element realizacji strategii grupy, zakładającej koncentrację działalności w kluczowych obszarach źródeł energii – morskiej i lądowej energetyce wiatrowej oraz magazynowaniu energii. Sprzedaż aktywów z segmentu energetyki rozproszonej wpisuje się w proces porządkowania portfela inwestycyjnego oraz optymalizacji struktury Grupy Polenergia.

5. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub

poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez grupę kapitałową Emitenta przedstawia poniższa tabela:

EBITDA / Zysk netto [mln PLN]	6M 2026	6M 2025	Zmiana
Przychody ze sprzedaży	1 752,5	2 316,7	(564,2)
EBITDA	214,0	312,9	(98,9)
Zysk/Strata netto	43,2	(39,8)	83,0
Skorygowany Zysk/Strata Netto	10,8	61,2	(50,4)

Na wyniki za pierwsze półrocze 2026 roku, w porównaniu do rezultatów za analogiczny okres roku poprzedniego, wpływ miały następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (spadek o 98,9 mln zł):

- Niższy wynik segmentu farm wiatrowych (o 70,9 mln zł) wynikający niższego wolumenu produkcji energii elektrycznej, przy dodatkowym negatywnym wpływie niższych cen sprzedaży energii elektrycznej. Na porównanie wyników dodatkowo wpływa jednorazowy pozytywny efekt w pierwszym półroczu 2025 roku w postaci rekompensat otrzymanych przez projekty Amon i Talia w związku z zawarciem ugody z Grupą Tauron. Wynik pierwszego półrocza 2026 roku został natomiast dodatkowo wsparty pozytywnym wpływem w wysokości 4,2 mln zł z tytułu rekompensat za ograniczenia produkcji energii,
- Niższy wynik farm fotowoltaicznych (o 1,6 mln zł) wynikał z niższych cen sprzedaży energii elektrycznej, pomimo wyższego wolumenu produkcji, oraz wyższych kosztów operacyjnych, będących konsekwencją wzrostu mocy zainstalowanej w wyniku uruchomienia farm Szprotawa I i Szprotawa II w trzecim kwartale 2025 roku. Negatywny wpływ tych czynników został częściowo skompensowany wyższymi pozostałymi przychodami operacyjnymi z tytułu rekompensat za utraconą energię.
- Wyższy wynik segmentu gazu i czystych paliw (o 0,4 mln zł) w związku z wyższą marżą na energii elektrycznej oraz wyższą marżą uzyskaną w rynku mocy. Wskutek realizacji transakcji sprzedaży spółki Elektrociepłownia Nowa Sarzyna na koniec stycznia, jej wynik został uwzględniony w wynikach Grupy jedynie za pierwszy miesiąc roku.
- Niższy wynik segmentu obrotu i sprzedaży (o 4,7mln zł) ze względu na: i) niższy wynik na sprzedaży energii, głównie w konsekwencji zaniechania działalności w segmencie sprzedaży do klientów B2C oraz zakończenie dostaw dla części kontraktów obsługiwanych w roku 2025, ii) niższy wynik na sprzedaży energii z OZE, m.in. wskutek niższej generacji aktywów wytwórczych Grupy, iii) niższy wynik na sprzedaży certyfikatów z farm wiatrowych ze względu na ogólny spadek poziomu cen świadectw pochodzenia oraz iv) niższy wynik na pozostałej działalności, głównie w obszarze energetyki prosumenckiej, związany ze spadkiem marży i wolumenu sprzedaży instalacji fotowoltaicznych oraz pomp ciepła. Spadek wyniku został częściowo skompensowany przez wyższą marżę na prop tradingu wypracowaną w oparciu o podwyższoną zmienność na rynkach terminowych związaną z konfliktem na Bliskim Wschodzie, a także niższe koszty operacyjne w wyniku działań optymalizacyjnych oraz efektu połączenia spółek Polenergia Obrót i Polenergia Sprzedaż. Ponadto, wskutek realizacji transakcji sprzedaży spółki Polenergia Fotowoltaika, jej wynik został uwzględniony w wynikach Grupy w ramach tego segmentu jedynie za pierwsze cztery miesiące tego roku.

- Niższy wynik segmentu dystrybucji (o 8,4 mln zł) wskutek niższej marży na sprzedaży spowodowanej głównie niższą ceną sprzedaży, wyższych kosztów operacyjnych, które wzrosły wraz ze wzrostem skali działalności spółki, oraz niższego wyniku z pozostałej działalności, gdzie rozpoznano jednorazowe koszty wynikające m.in. z domiaru kary URE.
- Niższy wynik pozycji niealokowane (o 13,7 mln zł), jest konsekwencją wyższych kosztów operacyjnych w Centrali wynikających głównie ze wzrostu skali działalności i zmian organizacyjnych.

b) Na poziomie Zysku Netto (wzrost o 83,0 mln zł):

- Wpływ wyniku EBITDA (wynik niższy o 98,9 mln zł);
- Niższa amortyzacja (o 2,3 mln zł);
- W poprzednim roku wynik obciążały odpisy aktualizujące wartość niefinansowych aktywów trwałych dokonanych w odniesieniu do spółek Polenergia Fotowoltaika S.A. i H2HUB Nowa Sarzyna sp. z o.o. (brak negatywnego wpływu w wysokości 92,3 mln zł);

Powyższe pozycje łącznie przyczyniły się do spadku zysku operacyjnego o 4,3 mln zł.

- Wyższe przychody finansowe (o 18,9 mln zł) głównie w konsekwencji wyższych przychodów z tytułu różnic kursowych oraz wyższych opłat z tytułu poręczeń.
- Niższe koszty finansowe (o 23,8 mln zł) wynikające głównie z niższych kosztów prowizji, w porównaniu do ubiegłego roku związane z brakiem w 2026 r. kosztu warunkowej transakcji zabezpieczającej Deal Contingent Hedge.
- Wynik rozpoznany na aktywach wycenianych metodą praw własności (wzrost o 20,2 mln zł). Pozytywny wpływ otrzymanego odszkodowania na projektach Bałtyk II i Bałtyk III.
- Rozpoznanie kosztów długoterminowego planu motywacyjnego (spadek wyniku o 17 mln zł).
- Rozpoznanie zysku na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi (wzrost o 29,8 mln zł).
- Niższy poziom podatku dochodowego (o 11,5 mln zł) w 2026 roku jest efektem niższego wyniku brutto Grupy.

c) Na poziomie skorygowanego zysku netto (spadek o 50,4 mln zł):

- Wpływ zysku netto (wzrost o 83,0 mln zł);
- Odwrócenie efektu różnic kursowych (spadek o 10,8 mln zł);
- Eliminacja efektu rozliczenia ceny nabycia (wzrost o 0,7 mln zł);
- Odwrócenie efektu odpisów aktualizacyjnych (spadek o 92,3 mln zł);
- Odwrócenie efektu wyceny kredytów metodą zamortyzowanego kosztu (spadek o 0,2 mln zł);
- Odwrócenie wyniku wygenerowanego przez aktywa wyceniane metodą praw własności (spadek o 20,2 mln zł);
- Odwrócenie kosztu długoterminowego planu motywacyjnego (wzrost o 13,7 mln zł);
- Odwrócenie wyniku na utracie kontroli nad jednostkami zależnymi (spadek o 24,2 mln zł).

6. Zwięzły opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących

Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie, którego dotyczy raport, wraz z wykazem najważniejszych zdarzeń ich dotyczących został przedstawiony w punkcie 2 niniejszego raportu.

7. Stanowisko Zarządu odnośnie możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok w świetle wyników zaprezentowanych w raporcie półrocznym

Spółka nie publikuje prognozy wyników finansowych.

8. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony

Brak istotnych zmian w stosunku do ryzyk przedstawionych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy Kapitałowej Polenergia za rok zakończony dnia 31 grudnia 2025 roku, z zastrzeżeniem poniższych zmian i aktualizacji:

Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy prawa, decyzje administracyjne, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne organów administracji publicznej oraz gestorów sieci, mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (tytułem przykładu Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 r.). Ewentualne zmiany przepisów prawnych, w szczególności dotyczących działalności gospodarczej, podatków i danin publicznych, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych oraz przepisów prawa ochrony środowiska i w obszarze ESG, mogą mieć istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Emitenta. Polski system prawny jest na bieżąco harmonizowany z regulacjami unijnymi. W okresie sprawozdawczym obserwowano kontynuację intensywnych działań legislacyjnych w obszarze energetyki odnawialnej wdrażających unijne regulacje przyjmowane w toku transformacji energetycznej.

Istotny wpływ działalność Grupy miała tzw. Ustawa o Środkach Nadzwyczajnych, przyjęta w następstwie wejścia w życie unijnego rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii. Ustawodawca ograniczył w ustawie przychody odpowiednio: wytwórców energii elektrycznej osiągane w związku z produkcją energii elektrycznej oraz spółek obrotu energią związane ze sprzedażą energii elektrycznej. Każdy z takich podmiotów był zobowiązany od grudnia 2022 roku do końca 2023 roku do odprowadzania istotnej części przychodów na specjalnie utworzony w tym celu państwowy fundusz (Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny).

Innym ograniczeniem nałożonym na przedsiębiorstwa działające w obszarze obrotu energią elektryczną w Ustawie o Środkach Nadzwyczajnych, sukcesywnie przedłużanym w latach 2023 – 2025, był obowiązek stosowania cen maksymalnych w rozliczeniach z pewnymi kategoriami odbiorców. Ceny te były także obniżane. Początkową cenę maksymalną dla gospodarstw domowych, tj. 693 zł/MWh obniżono od 1 lipca 2024 roku do poziomu 500 PLN/MWh, zaś cena maksymalna dla jednostek samorządu terytorialnego, podmiotów użyteczności publicznej oraz mikroprzedsiębiorstw, małych i średnich przedsiębiorstw została obniżona z 785 zł/MWh do 693 PLN/MWh. Niepewność po stronie przedsiębiorstw energetycznych wzmacniało sukcesywne przedłużanie mechanizmu mrożenia cen trwające do 30 września 2025 r.

Należy podkreślić, że mechanizm interwencyjny na rynku cen energii elektrycznej charakteryzowała duża niepewność co do prawidłowej wykładni jego stosowania, terminu jego przedłużenia i kierunku kolejnych nowelizacji przepisów. Nie bez znaczenia była publikacja, niekiedy rozbieżnych, wyjaśnień organów i

instytucji zaangażowanych w rozliczanie podmiotów zobowiązanych do stosowania mechanizmów interwencyjnych.

W I półroczu 2026 roku, w spółkach Grupy prowadzone były postępowania sprawdzające i kontrole Prezesa URE w zakresie prawidłowości wykonywania obowiązku sprawozdawczego w zakresie odpisu na Fundusz w okresie od grudnia 2022 roku do końca 2023 roku.

Niezależnie jednak od szczególnego przypadku, jakim było uchwalenie Ustawy o Środkach Nadzwyczajnych, działalność prowadzona przez Grupę zawsze podlega, obok przepisów ogólnie regulujących każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom sektora energetycznego, które w znaczący sposób wpływają na rozwój i prowadzenie działalności gospodarczej w sektorze energetycznym.

W listopadzie 2025 roku weszły w życie zmiany Ustawy o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych oraz szeregu innych ustaw mających podstawowe znaczenie dla sektora offshore. Nowelizacja ta, obok ułatwień w prowadzeniu inwestycji na morzu, wprowadziła istotne zmiany dla projektów morskich farm wiatrowych biorących udział w aukcjach, m.in. wprowadziła ograniczenie corocznej waloryzacji ceny aukcyjnej średniookresowym celem inflacyjnym określanym przez Radę Polityki Pieniężnej. Każda tego typu nowelizacja w sektorze offshore, z uwagi na długotrwały i skomplikowany proces rozwoju morskich farm wiatrowych podlega szczególnej weryfikacji, w tym pod kątem założeń finansowych rozwijanych projektów.

Innym przykładem ziszczenia się ryzyka regulacyjnego są wciąż aktualne skutki przyjęcia Ustawy o Inwestycjach w Zakresie Elektrowni Wiatrowych, która wprowadziła tzw. zasadę 10H. Zgodnie z tą zasadą elektrownie wiatrowe nie mogły być budowane w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny (wraz z uniesionymi łopatomy) od zabudowań o funkcji mieszkaniowej, form ochrony przyrody i leśnych kompleksów. Wprowadzenie tej zasady, wraz ze zwiększeniem podstawy opodatkowania dla turbin wiatrowych, spowodowało zahamowanie rozwoju nowych projektów w zakresie farm wiatrowych, konieczność dokonywania w 2016 r. odpisów aktualizujących w łącznej wysokości 55 mln PLN w odniesieniu do projektów farm wiatrowych w dewelopmencie oraz pogorszenie sytuacji finansowej spółek operujących projektami wiatrowymi. Ograniczenia w zakresie lokalizowania farm wiatrowych zostały złagodzone ustawą z dnia 3 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zgodnie z którą w przypadku lokalizowania, budowy lub przebudowy elektrowni wiatrowej odległość tej elektrowni od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest równa lub większa od dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, chyba że plan miejscowy określa inną odległość, wyrażoną w metrach, jednak nie mniejszą niż 700 metrów. W 2025 roku rząd zmierzał do przyjęcia ustawy nowelizującej zakładającej dalszą liberalizację odległości między instalacjami lądowej energetyki wiatrowej a zabudową mieszkaniową do odległości nie mniejszej niż 500 metrów od linii zabudowy, a także przewidującej szereg uproszczeń dla rozwoju projektów, w szczególności w zakresie procedur środowiskowych i planistycznych. Ostatecznie ustawa nowelizująca została zawetowana przez Prezydenta RP. Rząd zapowiedział wprowadzenie niektórych uproszczeń w drodze zmiany rozporządzeń wykonawczych, jednak minimalna odległość 700 metrów została utrzymana.

Ryzyko regulacyjne dla Grupy może wiązać się z ustawą z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC84) określonej reformą zasad przyłączania do sieci elektroenergetycznej. Przepisy, które weszły w życie 30 kwietnia 2026 r., mają bezpośredni wpływ na projekty OZE i magazynów energii elektrycznej rozwijanych przez Grupę. Wśród najistotniejszych zmian znajdują się kamienie milowe dla realizacji inwestycji, możliwość współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej (cable pooling) z magazynami energii, krótszy okres ważności warunków przyłączenia oraz nowe, dodatkowe wymogi finansowe związane z ubieganiem się o przyłączenie do sieci (bezzwrotna opłata za wnioski o określenie warunków przyłączenia i obowiązkowe zabezpieczenie wykonania umowy przyłączeniowej). Z perspektywy Grupy zmiany te mają zarówno pozytywny, jak i negatywny wpływ na prowadzoną działalność. Z jednej strony wdrożenie mechanizmów mających ograniczyć blokowanie mocy

przyłączeniowych przez projekty nieosiągające kolejnych etapów rozwoju może zwiększyć dostępność mocy przyłączeniowych dla nowych projektów. Z drugiej strony skrócenie okresu ważności warunków przyłączenia, konieczność realizacji kamieni milowych pod rygorem wygaśnięcia umowy przyłączeniowej i wzrost kosztów związanych z procesem przyłączeniowym zwiększają ryzyka projektowe oraz wymagają dostosowania harmonogramów i modeli finansowych przedsięwzięć realizowanych przez Grupę. Dodatkowe ryzyko regulacyjne wynika z nieprecyzyjności nowelizacji oraz braku ukształtowanej praktyki stosowania przepisów przez operatorów.

W maju 2026 r. do konsultacji publicznych skierowano projekt UC118, wdrażający kolejny etap dyrektywy RED III oraz rozwiązania dotyczące m.in. przyspieszenia procedur administracyjnych dla projektów OZE, czy umożliwienie zawierania umów PPA przez nową klasę odbiorców, którą są jednostki samorządu terytorialnego (JST). Projekt pozostaje na etapie prac legislacyjnych, wobec czego jego ostateczny zakres i termin wejścia są niepewne. Projekt może wpływać na harmonogramy rozwoju instalacji fotowoltaicznych i magazynów energii. Z perspektywy Grupy istotne również pozostaje wdrażanie regulacji dotyczących obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO), przewidzianych jako kolejny instrument realizacji dyrektywy RED. Ich praktyczna użyteczność będzie zależała od sposobu wyznaczania obszarów, dostępności mocy przyłączeniowych oraz spójności w zakresie planowania przestrzennego. Opóźnienia w ustanawianiu OPRO lub ograniczona dostępność sieci mogą ograniczyć spodziewane przyspieszenie realizacji nowych projektów OZE (w I półroczu 2026 r. w zakresie OPRO przede wszystkim należy monitorować wdrażanie wspomnianego instrumentu regulacyjnego – samo rozwiązanie zostało wprowadzone nowelizacją Ustawy offshore z dnia 9 października 2025 r.). Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji publicznej, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych. Zmiany w otoczeniu prawno-regulacyjnym mogą również, w pewnych obszarach, powodować obniżenie zakładanych zwrotów z inwestycji w OZE.

Ryzyko regulacyjne dla Grupy może pojawić się w związku z zainicjowanymi w IV kwartale 2025 r. w Ministerstwie Energii pracami nad projektem ustawy przywracającym obligo giełdowe. Istotą planowanych rozwiązań jest m.in. wprowadzenie obowiązkowej sprzedaży energii w wysokości 80% przez wytwórców energii elektrycznej, w tym wytwórców OZE poprzez Towarową Giełdę Energii (TGE). W przypadku uchwalenia zmian w proponowanym przez Ministerstwo Energii brzmieniu, spowodowałoby to konieczność zmiany strategii komercjalizacji energii z OZE w perspektywie długoterminowej, w tym w zakresie umów typu PPA, konieczność weryfikacji dostępnych możliwości refinansowania posiadanych projektów OZE zgodnych z obligiem giełdowym, czy też ograniczenia produktowe dla nowych odbiorców końcowych. Spółka podjęła aktywnie działania mitygujące to ryzyko, przyłączając się do postulatów branżowych optujących za wyłączeniem energii z OZE z obliża wskazując m.in. na negatywny wpływ takiego rozwiązania na rynek PPA i przyjęte rozwiązania kontraktowe oraz brak poprawy płynności rynku terminowego energii elektrycznej, co pozostaje jednym z głównych celów proponowanego rozwiązania projektu Ustawy wprowadzającej obligo giełdowe. W perspektywie długoterminowej zmiany na rynku energii mogą zostać także wywołane rozwojem projektów energetyki jądrowej, które mogą mieć wpływ m.in. na poziom cen energii elektrycznej.

Przedstawiciele Spółki uczestniczą w pracach zespołów roboczych przy organizacjach i stowarzyszeniach branżowych w celu monitorowania i minimalizacji ryzyka niekorzystnych dla Grupy zmian regulacyjnych, niemniej Grupa ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim w tym zakresie.

W przyszłości zmiany polityki Unii Europejskiej i państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych będą miały istotny wpływ na działalność prowadzoną przez Grupę.

Ryzyko związane z realizacją projektów morskich farm wiatrowych, w tym:

- Ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych

Projekty morskich farm wiatrowych realizowane we współpracy z grupą Equinor stanowią obecnie największy portfel projektów inwestycyjnych Grupy Polenergia. Projekty te narażone są na szereg ryzyk wynikających z sytuacji rynkowej oraz skali projektów. Pierwszym z nich jest ryzyko wzrostu kosztów inwestycyjnych prognozowanych dla etapu rozwoju oraz budowy. Wynika ono z dużego popytu na usługi oraz dostawy kluczowych komponentów, zmian cen surowców, inflacji czy też niepewności w zakresie kompletności informacji o warunkach geotechnicznych dna morskiego. Na globalnym rynku morskiej energetyki wiatrowej doszło w ostatnich latach do istotnych zmian, spowodowanych trzema głównymi czynnikami: (i) wzrostem mocy zainstalowanej turbin wiatrowych oferowanych przez producentów; (ii) załamaniem łańcuchów dostaw; oraz (iii) wzrostem kosztów komponentów, dostaw i obsługi, wywołanych wzrostem cen energii, paliw oraz metali. Bardzo dynamiczne zmiany technologii, pozwalające na zwiększenie mocy jednostkowej i produktywności turbin, nie są skorelowane z rozwojem zaplecza logistycznego, co powoduje powstawanie wąskich gardeł w łańcuchu dostaw, zwłaszcza w zakresie specjalistycznych statków instalacyjnych. Wysokie zapotrzebowanie na usługi instalacyjne, a także dostawy komponentów morskich farm wiatrowych prognozowane w latach 2025-2030, w zderzeniu z obserwowanymi ograniczonymi możliwościami rynku, przyczyniają się do wzrostu cen usług. Dodatkowo sytuację utrudnia powrót do poszukiwania i wydobywania ropy i gazu na wielu obszarach morskich po wybuchu wojny w Ukrainie oraz Iranie, co przyczynia się do wzrostu konkurencji o wykwalifikowanych pracowników, statki i inne kluczowe zasoby. Na tę trudną sytuację nakładają się wzrosty kosztów powodowane wyższymi cenami stali, miedzi, aluminium, które są kluczowymi surowcami do budowy komponentów morskich farm wiatrowych oraz głównymi składnikami ceny kontraktów. Dalsze czynniki kosztotwórcze to potencjalny wzrost cen paliw, wpływający bezpośrednio na koszty usług instalacyjnych (w szczególności prac morskich). Wszystkie te czynniki mogą spowodować wzrost kosztów rozwoju i budowy projektów. Spółka zarządza ryzykiem poprzez wykorzystanie globalnej pozycji swojego partnera w projektach morskich farm wiatrowych Bałtyk II i Bałtyk III (tj. Equinor), który m.in. prowadzi postępowania zakupowe wykorzystując pełen potencjał znajomości rynkowej wynikający z posiadanego portfolio projektów morskich farm wiatrowych, umowy ramowe na powtarzające się zakresy prac (np. zakres badań geologicznych) oraz wieloletnie doświadczenia z dostawcami z rynku oil & gas.

W przypadku projektów MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III dodatkowymi czynnikami wpływającymi na ryzyko zwiększenia kosztów inwestycyjnych jest prawdopodobieństwo wystąpienia mniej korzystnych niż zakładano warunków geotechnicznych dna morskiego Bałtyku. Spółka identyfikuje ryzyko w zakresie instalacji fundamentów (ang. „pile driveability”). To ryzyko dotyczy przede wszystkim czasu instalacji fundamentów oraz kosztu projektu. Spółka mityguje ryzyko poprzez prowadzenie badań 3D UHRS (badania geofizyczne). W przypadku zidentyfikowania przeszkód dla projektowanego fundamentu monopalcowego jego projektowana lokalizacja będzie odpowiednio przesuwana w promieniu 50 m. Ponadto zatrudniona została doświadczona flota wykonawców, w szczególności Heerema Marine Contractors (HMC) i jej statek Thialf, który znajduje się wśród największych statków dźwigowych na świecie (SSCV – ang. semi-submersible crane vessel) oraz prowadził już instalację fundamentów typu monopalc dla projektów morskich farm wiatrowych na świecie.

- Ryzyko poniesienia wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej

Zabezpieczenie kontraktu różnicowego w toku wygranej aukcji offshore w grudniu 2025 roku dla projektu Morskiej Farmy Wiatrowej Bałtyk I i skorelowane z tym zobowiązanie do koncesjonowanego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z tej farmy w terminie 7 lat niesie ze sobą również ryzyko poniesienia relatywnie wysokich kosztów inwestycyjnych przed podjęciem finalnej decyzji inwestycyjnej. Wynika to z konieczności zabezpieczenia możliwości produkcyjnych i dostępności dostawców oraz pozyskania danych potrzebnych do uzyskania pozwolenia na budowę. Wzrost zainteresowania inwestycjami w morską energetykę wiatrową spowodowany wdrażaniem polityki klimatycznej w skali globalnej oraz potrzebą uniezależnienia się od paliw kopalnych przez państwa europejskie po wybuchu wojny w Ukrainie oraz Iranie, dodatkowo zwiększa problemy z planowaniem dostaw i realizacją budowy w najbliższych latach. W związku z dużą kapitałochłonnością komponentów morskiej farmy oraz ograniczoną liczbą dostawców

(przede wszystkim statki instalacyjne i zakres elektryczny), rynek jest w dużej mierze rynkiem dostawców i instalatorów, którzy oczekują twardych finansowych gwarancji przed dokonaniem rezerwacji mocy produkcyjnych i instalacyjnych, jednocześnie wydłużając harmonogramy realizacji usług. Dokonywanie rezerwacji mocy produkcyjnych z dużym wyprzedzeniem czasowym może skutkować koniecznością poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych przed ostateczną decyzją inwestycyjną (warunkującą przystąpienie do budowy projektu) oraz wystawianiem przez Spółkę gwarancji płatności zobowiązań spółki rozwijającej projekty morskich farm wiatrowych. Spółka zarządza ryzykiem poprzez optymalizację i szczegółową kontrolę harmonogramów oraz procesu negocjacyjnego podczas tworzenia łańcucha dostaw, a także poprzez negocjowanie limitów zobowiązań w okresie przed podjęciem decyzji inwestycyjnej.

- Ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów

Zmienność i niepewność otoczenia rynkowego, "wąskie gardła" w łańcuchu dostaw i niedobory kadrowe na rynku zwiększają ryzyko opóźnień w przygotowaniu i realizacji projektów. Obecnie prowadzone są trzy strumienie procesów rozwoju projektów kluczowe dla terminowego przygotowania do budowy i ich realizacji zgodnie z założeniami: procesy projektowania, uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz organizacja łańcucha dostaw. Są to procesy ściśle ze sobą powiązane, wymagające bardzo sprawnej i profesjonalnej koordynacji i zarządzania. W ich realizację zaangażowane są liczne firmy doradcze i projektowe, zewnętrzne zespoły ds. zezwoleń, zakupów, inżynierii, zarządzania interesariuszami u partnera Equinor, dostawcy oraz kilkanaście instytucji, urzędów i organów administracji państwowej i samorządowej. Problemem mogą okazać się także ograniczone zasoby kadrowe, spowodowane dużą konkurencją na rynku i brakiem wykształconych, doświadczanych kadr na rynku krajowym, a także brak doświadczeń związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych krajowych instytucji i administracji. Spółka zarządza tym ryzykiem zwiększając zatrudnienie, poszukując najlepiej przygotowanych pracowników, prowadząc działania edukacyjne i informacyjne skierowane do administracji.

- Ryzyko związane z globalnym łańcuchem dostaw

Kolejnym czynnikiem wpływającym na ryzyko opóźnienia realizacji projektów jest trudna sytuacja na globalnym rynku dostaw i limitowane zasoby logistyczne w zderzeniu z planami realizacji innych dużych projektów na Bałtyku. Każde opóźnienie w realizacji innych projektów, powodujące nałożenie się na siebie okresów instalacyjnych może stanowić problem w zapewnieniu właściwego zaplecza logistycznego i bezpieczeństwa budowy. Również każde opóźnienie w ramach łańcucha dostaw (na przykład opóźnienia w produkcji czy instalacji) może wpływać na kolejne etapy budowy. Opóźnienia w wykorzystaniu zarezerwowanych okresów produkcyjnych i instalacyjnych oraz ograniczenia dotyczące okresów dopuszczalnej instalacji na morzu mogą powodować konieczność wstrzymania instalacji na pewien czas, pociągając za sobą wzrost kosztów.

Ryzyka związane ze zmianami w regulacjach podatkowych oraz skomplikowaniem i niestabilnością systemu podatkowego

W styczniu 2025 r. w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych zmieniono definicję budowli, co spowodowało wzrost obciążeń podatkowych dla instalacji OZE. W 2025 r. weszła w życie istotna nowelizacja przepisów dotyczących podatku od nieruchomości, wprowadzająca m.in. nową, autonomiczną w stosunku do przepisów Prawa budowlanego definicję budowli. Choć deklarowanym celem nowelizacji było uporządkowanie systemu i ograniczenie sporów interpretacyjnych przy zachowaniu dotychczasowego zakresu i poziomu opodatkowania, w praktyce na tle nowych definicji nadal pojawiają się wątpliwości i kontrowersje dotyczące kwalifikacji niektórych obiektów. Szczególnie problematyczne są obiekty składające się zarówno z części budowlanych, jak i technicznych. Dla składników majątku składających się na infrastrukturę OZE (farm wiatrowych i fotowoltaicznych, stacji elektroenergetycznych, infrastruktury sieciowej, magazynów energii, itd.) kwalifikacja poszczególnych elementów instalacji jako budowli albo urządzenia technicznego może być

szczególnie istotna dla poziomu opodatkowania podatkiem od nieruchomości, co stwarza szczególne ryzyko dotyczące tego podatku. Jedną z najistotniejszych zmian w otoczeniu podatkowym w ostatnim okresie było również wejście w życie w 2026 r. powszechnego obowiązku fakturowania z zastosowaniem Krajowego Systemu e-Faktur (KSeF), co wiązało się z koniecznością przeznaczenia znaczących nakładów na odpowiednie dostosowanie systemów informatycznych oraz wewnętrznych procesów dotyczących wystawiania i obiegu faktur.

Ponadto, polski system podatkowy jest powszechnie postrzegany jako skomplikowany, niestabilny i mało przejrzysty. Częste zmiany przepisów, niejednoznaczne regulacje oraz rozbieżności w interpretacjach organów podatkowych powodują znaczną niepewność co do zakresu obowiązków podatkowych, w szczególności wśród przedsiębiorców o dużej skali i dużym stopniu skomplikowania działalności. Szczególnie widoczne jest to w ostatnich latach w sektorze energetycznym, w których wprowadzane przez ustawodawcę zmiany w prawie mające na celu m.in. przyspieszenie transformacji energetycznej czy ochronę odbiorców energii przed wahaniami cen posiadają często niejednoznaczne implikacje podatkowe. W efekcie zwiększone jest ryzyko sporów z administracją skarbową oraz dodatkowych kosztów związanych z obsługą podatkową. Spółka nie identyfikuje jednak obecnie ryzyka zmaterializowania się konkretnych zagrożeń podatkowych w toku jej działalności.

Zgodnie z przedłożonym projektem zmian do przepisów, stawka CIT począwszy od 2027 roku ma ulec podwyższeniu z 19% do 22% dla dużych spółek i spółek należących do największych grup kapitałowych. Spółki należące do Grupy Polenergia spełniają kryteria do objęcia podwyższonym podatkiem CIT.

Równolegle trwają prace rządowe nad opracowaniem projektu podwyżki stawki CIT m.in. dla największych firm energetycznych prowadzących działalność w zdefiniowanym obszarze. Stawka CIT, przy spełnieniu określonych kryteriów, w 2027 r. ma wzrosnąć z 19% do 30% (stawka ma ulec obniżeniu w kolejnych latach). Zapisy projektu ustawy zmieniającej nie zostały jeszcze udostępnione do konsultacji publicznych, ale znajdują się w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów.

Ryzyko związane z koniecznością spełnienia wymogów przewidzianych przez przepisy dotyczące ochrony środowiska

Działalność gospodarcza prowadzona przez Emitenta oraz inne podmioty z Grupy poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwoleń zintegrowanych czy pozwoleń sektorowych na emisję gazów lub pyłów do powietrza, wodnoprawnych, pozwoleń na wytwarzanie odpadów oraz właściwej i terminowej sprawozdawczości związanej m.in. z korzystaniem ze środowiska. Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie dokumentacji i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań.

Wszystkie spółki korzystające ze środowiska, a więc emitujące gazy i pyły do powietrza, posiadające flotę samochodową lub wykazane inne emisje (np. gazy SF₆) przygotowują sprawozdanie z korzystania ze środowiska i w zależności od kwoty przekazują sprawozdanie do właściwego Urzędu Marszałkowskiego (do 31 marca danego roku kalendarzowego). Korzystanie ze środowiska jest również raportowane w Krajowej Bazie KOBIZE (do 28 lutego danego roku kalendarzowego). Spółki prowadzące gospodarkę odpadami mają czynne konta w bazie BDO, w której raportowane są wytworzone odpady (do 31 marca danego roku kalendarzowego).

W przypadku projektów morskich farm wiatrowych występuje ryzyko związane z wdrażaniem postanowień decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na etapie instalacji, polegające na ograniczeniu możliwości instalacji fundamentów w określonych miesiącach ze względu na ochronę ssaków morskich przed emisją hałasu podwodnego związanego z wbijaniem fundamentów w dno. W przypadku opóźnień w dostawach czy instalacji fundamentów ponad dopuszczalny okres, konieczne będzie przedłużenie okresu instalacji na kolejny rok.

Ryzyko konkurencyjności projektów OZE rozwijanych przez Grupę

W celu zabezpieczenia odbioru energii elektrycznej produkowanej przez instalacje OZE po stałej cenie, spółki z Grupy rozwijające projekty OZE biorą udział w systemie wsparcia OZE (tzw. systemie aukcyjnym) lub zawierają wieloletnie umowy PPA (ang. power purchase agreement; PPA).

System wsparcia OZE uzależnia uzyskanie i wysokość wsparcia (w granicach cen maksymalnych określonych w rozporządzeniu) dla wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych od wygrania aukcji. W konsekwencji istnieje ryzyko, że projekty farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych rozwijane przez Grupę nie otrzymają wsparcia. Jednocześnie wsparcie udzielone w ramach systemu aukcyjnego, co do zasady, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie wolumenu zabezpieczonego w tej aukcji.

W sytuacji, gdy projekt farmy wiatrowej bądź farmy fotowoltaicznej nie uzyskuje wsparcia w drodze aukcji, sposób dalszej realizacji projektu podlega weryfikacji i rozważane są alternatywne formy zabezpieczania przychodów przez projekt, w szczególności możliwa jest jego budowa w celu realizacji dostaw energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorcy końcowego, np. na podstawie długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu PPA.

Wraz z rozwojem rynku OZE w Polsce Grupa obserwuje zwiększające się ryzyko konkurencji w tym segmencie, w tym w szczególności ze strony nowych inwestorów zagranicznych o silnym zapleczu kapitałowym. Istnieje ryzyko, że projekty rozwijane przez Grupę nie będą wystarczająco konkurencyjne, w związku z czym oferty składane w ramach aukcji OZE nie pozwolą na zakwalifikowanie się do uzyskania wsparcia w ramach tego systemu, a odbiorcy nie będą zainteresowani zawarciem umów PPA z Grupą.

W ostatnich latach rosnącym trendem są też projekty hybrydowe, łączące źródła OZE i bateryjne systemy magazynowania energii (BESS). Grupa też rozwija takie projekty zarówno na istniejących aktywach wytwórczych, jak i w nowych lokalizacjach. Istnieje ryzyko, że na rynek wejdą nowi gracze do tej pory nie powiązani z branżą energetyczną, którzy rozwijać będą wielkoskalowe projekty dewelopmentu systemów BESS co może zmniejszyć konkurencyjność projektów, w których rozwijane są tylko jednostki OZE bez układów BESS. Z drugiej strony zbyt dynamiczny rozwój projektów BESS może spowodować nadpodaż takich instalacji i efekt kanibalizacji, co docelowo wpłynie na niższy od zakładanego zwrot z inwestycji w magazyny energii podobnie jak ma to miejsce obecnie z instalacjami PV.

Ryzyko związane z kondycją finansową klientów i kontrahentów

W obszarze energetyki przemysłowej Grupa uzyskuje przychody na podstawie długoterminowych umów dostaw energii elektrycznej oraz paliwa gazowego zawieranych z jednym lub kilkoma odbiorcami. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec spółek z Grupy ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, osiąganych wyników finansowych, a także dla kondycji finansowej Grupy. Przed zawarciem kontraktów i rozpoczęciem inwestycji Emitent dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, z zaangażowaniem dedykowanego zespołu wewnętrznego, a także kanałów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do terminowego wywiązywania się z zobowiązań wobec Emitenta, a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności, z branż o dobrym potencjale rynkowym. Proces oceny ryzyka kredytowego ma charakter sformalizowany i obejmuje weryfikację kondycji finansowej kontrahentów, ich otoczenia rynkowego oraz aspektów compliance. Po zawarciu umowy ekspozycja jest odpowiednio zabezpieczona, a współpraca podlega cyklicznemu monitoringowi. Spółka szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz paliwo gazowe klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron. W związku z trudną sytuacją makroekonomiczną, która miała miejsce w przeszłości, zmaterializowało się ryzyko pogorszenia kondycji finansowej części kontrahentów oraz poziom nieściągalnych należności. Powyższe zostało uwzględnione w modelu szacowania ryzyka kredytowego, co skutkowało na dzień 30 czerwca 2026 r. łącznym odpisem na

nieściągalne należności w wysokości 13 819 tys. zł.

W przypadku wystąpienia czynników takich jak, między innymi, wzmożona konkurencja na rynku, na którym działa Grupa, nie można wykluczyć utraty klientów lub kontrahentów przez Grupę, co mogłoby negatywnie wpłynąć na sytuację finansową Grupy.

Jednocześnie w obszarze obrotu i sprzedaży w związku z trudną sytuacją makroekonomiczną z lat 2022-2023 utrzymuje się zwiększony monitoring ryzyka prowadzenia działalności handlowej. Spółka zintensyfikowała analizy w przedmiotowym obszarze oraz stosuje bardziej restrykcyjną weryfikację kontrahentów przy zawieraniu nowych transakcji, niemniej nie można wykluczyć, że w przyszłości pogorszenie kondycji finansowej klientów i kontrahentów, negatywnie wpłynie na sytuację finansową Grupy.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się w marcu 2023 r., kiedy Polenergia Obrót S.A. otrzymała od CIME V-E Asset AG („CIME”) informację o trudnościach finansowych, które spowodować mogą opóźnienia w płatnościach względem Polenergii Obrót S.A. pod umową ramową z dnia 27 lutego 2020 r., zawartą na podstawie wzorca International Swaps and Derivatives Association Inc. oraz zawartych na jej podstawie porozumieniach transakcyjnych na lata 2023-2025 („ISDA”). Jednocześnie, Polenergia Obrót S.A. stwierdziła brak płatności faktur za okres rozliczeniowy obejmujący styczeń 2023 r. i luty 2023 r. 24 marca 2023 r. kierując do CIME wezwanie do uregulowania należności pod ISDA, obejmującej instrumenty finansowe oparte o produkty energetyczne oraz kwot, wynikających z opóźnień w płatnościach pod ISDA („Zadłużenie”).

W odpowiedzi na potrzebę podjęcia działań restrukturyzacyjnych, Polenergia Obrót uzgodniła zawarcie pakietu umów z CIME oraz polską, operacyjną spółką zależną CIME – CIME Krzanowice III sp. z o. o. („CIME Krzanowice”) w celu maksymalnego zabezpieczenia interesów Polenergii Obrót. W efekcie w dniu 14 lipca 2023 r. Polenergia Obrót, CIME oraz CIME Krzanowice zawarły na okres 10 lat umowę sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w farmie wiatrowej, należącej do CIME Krzanowice, na podstawie której Polenergia Obrót od dnia 1 września 2023 r. odbiera całość energii wytworzonej w tej farmie wiatrowej („Umowa offtake”) oraz umowę restrukturyzacyjną Zadłużenie, na podstawie której Polenergia Obrót jest uprawniona do potrącania Zadłużenia z wierzytelnościami CIME Krzanowice względem Polenergii Obrót za energię elektryczną pod Umową offtake („Umowa restrukturyzacyjna”). Strony ponadto zawarły umowy zastawu rejestrowego na rzecz Polenergii Obrót na aktywach CIME Krzanowice oraz posiadanych przez CIME udziałach w kapitale zakładowym CIME Krzanowice („Zastawy”).

W 2025 r. Strony podpisały aneks do Umowy restrukturyzacyjnej i Umowy offtake, aktualizując zasady umożliwiające szybszą spłatę zadłużenia w przypadku skutecznego zwiększenia mocy wytwórczych CIME Krzanowice. Ponadto, w celu należytego zabezpieczenia uprawnień przysługujących Polenergii Obrót względem CIME oraz CIME Krzanowice, strony zawarły aneksy do Zastawów, zastaw rejestrowy na akcjach Silesian Power S.A., obejmującej udziały w CIME Krzanowice oraz zobowiązały się do zawarcia zastawów rejestrowych na nowych aktywach wytwórczych CIME Krzanowice. W związku z opisanym wyżej zdarzeniem dokonano wyceny należności opartej na szacowanych przepływach pieniężnych związanych z realizacją opisanych umów. Strony nieprzerwanie wykonują swoje zobowiązania wynikające z Umowy restrukturyzacyjnej oraz Umowy offtake.

Równolegle CIME, choć z opóźnieniami, dokonuje wpłat z tytułu należności za derywaty zawarte pod umową ISDA.

Ryzyko nałożenia kar pieniężnych lub innych domiarów przez Prezesa URE

Grupa jak wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane funkcjonujące na rynku energetycznym podlega ścisłemu reżimowi regulacyjnemu. Kontrolę przestrzegania prawa i obowiązków koncesyjnych oraz innych obowiązków ustawowych, jak np. obowiązki z ustaw interwencyjnych dotyczących ograniczeniu nadmiarowych przychodów powierzono Prezesowi URE. Organ ten wyposażono w szereg kompetencji, w tym prawo dostępu do ksiąg rachunkowych przedsiębiorstwa energetycznego oraz prawo żądania wszelkich

informacji dotyczących bieżącej działalności. W przypadku zidentyfikowania naruszeń w prowadzeniu działalności, wykonaniu ustawowych obowiązków lub udzielonych koncesji, wykrycia manipulacji na rynku lub innych nieprawidłowości Prezes URE nakłada kary pieniężne. Katalog naruszeń i skorelowanych z nimi kar pieniężnych jest szeroki. Istnieją kary kwotowe wynikające wprost z przepisu ustawy. Inne kary muszą mieścić się w określonym ustawowo przedziale. Ich wysokość zasadniczo odpowiada wadze naruszonego obowiązku.

Wysokość kar pieniężnych za najpoważniejsze naruszenia nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji (np. wytwarzanie lub obrót), wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z tej konkretnej działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym. Ustalając wysokość kary pieniężnej Prezes URE jest obowiązany do uwzględnienia stopnia szkodliwości czynu, stopnia zawinienia oraz dotychczasowego zachowania podmiotu i jego możliwości finansowych. Prezes URE może także odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował swój obowiązek.

W skrajnym przypadku, np. gdy stwierdzone naruszenia warunków koncesji lub prowadzonej działalności mają charakter rażący, Prezes URE cofa koncesję, co skutkuje odebraniem koncesjonariuszowi uprawnienia do prowadzenia działalności gospodarczej w jej zakresie.

W 2025 roku na dwie Spółki z Grupy zostały nałożone kary pieniężne przez Prezesa URE za nieprzekazanie w terminie do Zarządcy Rozliczeń S.A. sprawozdań potwierdzających odpis na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny w okresie rozruchu technologicznego. Decyzje nie są prawomocne. Postępowania w przedmiocie odwołań do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (SOKiK) od wszystkich decyzji są w toku.

Ponadto, Prezes URE, korzystając z kompetencji kontrolnych w zakresie prawidłowości wykonania przez przedsiębiorstwa wytwarzania i obrotu obowiązków w zakresie odpisu od nadmiarowych zysków na Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny przeprowadził w II kwartale 2026 roku kontrolę w spółce Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. w wyniku której nałożył obowiązek przekazania na rachunek Fundusz Wyплаты Różnicy Ceny łącznej kwoty rzekomo brakującego odpisu w wysokości 19 274 847,09 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie od dnia otrzymania decyzji. Spółka zaskarżyła w całości decyzję do SOKiK kwestionując prawidłowość metody kalkulacji odpisu przez Prezesa URE. Wynik sporu, z uwagi na brak precedensowych postępowań, pozostaje jednak trudny do oszacowania. Podobne kontrole są prowadzone w spółkach wytwarzania (Farma Wiatrowa Grabowo sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa Dębice/Kostomłoty sp. z o.o., Polenergia Farma Wiatrowa 1 sp. z o.o. i Polenergia Farma Wiatrowa 6 sp. z o.o.). Informacje o prowadzonych postępowaniach administracyjnych zostały przedstawione w nocy 26 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

Ryzyko dotyczące sporów sądowych z Eolos Polska sp. z o.o. oraz Jeronimo Martins Polska S.A.

W dniu 1 października 2025 roku Sąd Okręgowy w Warszawie zasądził solidarnie od Certyfikaty sp. z o.o. („Certyfikaty”) oraz Polenergia Obrót S.A. („Polenergia Obrót”) będących spółkami zależnymi Polenergia S.A., kwotę 24.025.009,72 zł wraz z odsetkami ustawowymi za opóźnienie na rzecz Eolos Polska sp. z o.o. („Eolos”) w związku z rzekomym niewykonaniem dwóch ramowych umów sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii zawartych przez poprzednika prawnego Certyfikaty i Eolos w dniu 23 grudnia 2010 r., które w ocenie Spółki wygasły w dniu 5 stycznia 2016 r. Wyrok jako nieprawomocny nie podlega wykonaniu. Certyfikaty i Polenergia Obrót wniosła do Sądu Apelacyjnego w Warszawie apelację od wskazanego wyżej wyroku Sądu Okręgowego.

Spółkę Polenergia Obrót S.A. łączyły umowy sprzedaży energii zawarte z Jeronimo Martins Polska S.A.

(„JMP”), które zostały przez Polenergię Obrót S.A. wypowiedziane ze skutkiem na dzień 30 czerwca 2022 roku. W dniu 1 grudnia 2022 roku Polenergia Obrót S.A. złożyła w Sądzie Okręgowym w Warszawie pozew przeciwko JMP o zapłatę. Kwota roszczenia głównego Polenergia Obrót S.A. obejmuje nieopłacone przez JMP faktury za energię o wartości 39.528 tys. zł oraz kwotę 1.324 tys. zł tytułem naliczonych odsetek za okres do dnia wniesienia powództwa. Od dnia złożenia pozwu (1.12.2022 r.) odbyło się 5 rozpraw. Sąd wyznaczył termin kolejnej rozprawy na 5 listopada 2026 roku. Podczas tej rozprawy przesłuchani mają zostać przedstawiciele stron.

Nie ma pewności, że w obecnie toczących się postępowaniach nie zapadną ostateczne i prawomocne decyzje/orzeczenia niekorzystne dla Grupy. Nie ma również pewności, że tego rodzaju postępowania lub spory nie zostaną wszczęte przeciwko Grupie w przyszłości lub że nie zostaną one rozstrzygnięte niekorzystnie dla Grupy. Ponadto wszelkie tego rodzaju spory lub postępowania prawne, uzasadnione lub nieuzasadnione, mogą być kosztowne i czasochłonne, mogą odwracać uwagę kadry zarządzającej Grupy, a w przypadku ich rozstrzygnięcia niekorzystnego dla Grupy, mogą naruszyć jej reputację i zwiększyć koszty.

Ryzyko zmienności rynkowych cen gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂

Grupa do momentu sprzedaży Spółki Elektrociepłownia Nowa Sarzyna wykorzystywała gaz ziemny wysokometanowy w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w tejże elektrociepłowni. Po sprzedaży Spółki Grupa nie posiada aktywów wytwórczych wykorzystujących gaz ziemny, dlatego też ryzyka zmienności cen gazu ziemnego występują wyłącznie jako czynnik wpływający na ceny energii elektrycznej lub na otwarte pozycje na portfelach prop trading w Polenergię Obrót S.A. Ryzyko związane z handlem prop na rynku gazu jest ograniczane przez odpowiednie mandaty wymuszające ograniczenia otwartych pozycji i produktów handlowych oraz codzienny monitoring miar ryzyka na portfelach handlowych.

Ryzyko zmian prawa dotyczącego systemu wsparcia dla OZE

Obecnie nie istnieją przesłanki, aby przewidywać materialne pogorszenie warunków funkcjonowania systemów wsparcia operacyjnych źródeł OZE będących w portfelu Grupy.

W zakresie systemu aukcyjnego dla istniejących projektów OZE nie odnotowano zmian. Jednakże aukcje OZE w obecnym reżimie ustawodawczym będą mogły być organizowane jedynie do końca 2027 r., a wsparcie przyznane do 30 czerwca 2047 r. Zmianie ulegną także zasady prekwalfikacji projektów OZE do aukcji i zasady rozstrzygania aukcji, co wynika z konieczności wdrożenia do polskiego porządku prawnego tzw. kryteriów pozacenowych, przewidzianych w unijnym rozporządzeniu NZIA.

W zakresie systemu świadectw pochodzenia nie odnotowano istotnych zmian prawnych. Zmianie ulega przewidziany w systemie zmienny poziom tzw. obowiązku umorzeniowego. Obserwowana jest tendencja sprzyjająca obniżaniu kosztów nabycia energii elektrycznej przez przedsiębiorców energochłonnych, a niekorzystna dla wytwórców energii z OZE. Dotyczy to zmniejszania tego obowiązku lub rozszerzania katalogu podmiotów korzystających z ulg i zwolnień. Tendencja ta zmniejsza zapotrzebowanie rynku na świadectwa pochodzenia co przekłada się na obniżenie wartości praw majątkowych z nich wynikających i redukcję przychodów osiągniętych przez spółki wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych.

Ryzyko zmienności rynkowych cen zielonych certyfikatów i ich nadpodaży

Wyniki finansowe Grupy w coraz mniejszym stopniu, ale nadal uzależnione są m.in. od poziomu rynkowych cen zielonych certyfikatów. Wsparcie to dotyczy wyłącznie projektów wiatrowych uruchomionych do 2015 r. i dla ostatnich projektów wygaśnie w 2030 r. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na rynku zielonych certyfikatów i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży zielonych certyfikatów pochodzących z segmentu energetyki wiatrowej, korzystając z możliwości zawierania transakcji na rynku kontraktów bilateralnych, jak i na rynku giełdowym.

Głównym czynnikiem wpływającym na ceny zielonych certyfikatów jest wspomniany poziom obowiązku umorzeniowego, który determinuje popyt. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 sierpnia 2025 r. obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej z OZE innych niż biogaz rolniczy został ustalony na poziomie 9,0% na lata 2026-2028. Ceny zielonych certyfikatów w ciągu I półrocza 2026 roku kształtowały się na stabilnych poziomach w przedziale 24-28,50 zł/MWh osiągając średnią na poziomie ok. 26,8 zł/MWh. Kolejne okresy z niskim poziomem obowiązku powodują utrzymywanie się strukturalnej nadpodaży zielonych certyfikatów, a co za tym idzie ich niskich cen rynkowych. Ogłoszenie obowiązku na kolejne 3 lata usprawniło rynek terminowy, gdyż spółki wiedzą, ile certyfikatów kupić do pokrycia obowiązku. Na rynku bieżącym ceny zielonych certyfikatów w znacznej mierze skorelowane są z aktualną podażą certyfikatów z farm wiatrowych i szybkością wydawania praw majątkowych przez Prezesa URE oraz strategiami zakupowymi pod umorzenia certyfikatów.

Grupa ogranicza na bieżąco ekspozycję na ryzyko spadku ceny zielonych certyfikatów poprzez wcześniejsze zabezpieczanie ceny sprzedaży certyfikatów i energii odpowiadających produkcji w kolejnych latach. Aktualnie Grupa, z tytułu produkcji energii ze źródeł odnawialnych, uzyskuje około 650 GWh zielonych certyfikatów rocznie. Z końcem 2026 roku kolejne dwie farmy zakończą 15-letni okres wsparcia co zmniejszy uzyskiwany poziom certyfikatów do ok. 525 GWh rocznie. Przy obecnych poziomach obowiązków i nadpodaży świadectw jest mało prawdopodobne, aby ceny zielonych certyfikatów wróciły do wysokich poziomów obserwowanych w latach ubiegłych.

Ryzyko związane z niespełnieniem wymogów z umów kredytu i warunków emisji obligacji

Na dzień 30 czerwca 2026 r., łączna wartość zobowiązań Grupy wynosiła 3,955 mln zł, z czego zadłużenie Grupy z tytułu kredytów i pożyczek udzielonych podmiotom z Grupy wynosiło 2,176 mln zł, a zobowiązania z tytułu emisji obligacji wyniosły 761 mln zł.

Najistotniejszą część zobowiązań finansowych Emitenta i jego Grupy Kapitałowej stanowią kredyty bankowe, pożyczka od Banku Gospodarstwa Krajowego oraz zobowiązania z tytułu emisji obligacji, szerzej opisane w sprawozdaniach finansowych. Na dzień 30 czerwca 2026 roku wszystkie istotne zobowiązania Emitenta i jego Grupy Kapitałowej były regulowane bez opóźnień.

Zmienność cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz mechanizmy regulacyjne dla wytwórców i sprzedawców energii mogą skutkować spadkiem parametrów ekonomicznych spółek z Grupy, co może doprowadzić do niespełnienia wskaźników finansowych określonych w umowach kredytu i / lub w warunkach emisji obligacji, a w konsekwencji doprowadzić do naruszenia umowy kredytu lub stanowić podstawę wcześniejszego wykupu obligacji.

Grupa na bieżąco monitoruje sytuację w tym zakresie, wykonanie wskaźników finansowych i poziom zadłużenia oraz pozostaje w bieżącym kontakcie z instytucjami finansującymi. Potencjalny spadek cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w dłuższym terminie może skutkować okresowymi problemami w realizacji zobowiązań wynikających z niektórych umów kredytowych, co może wiązać się z koniecznością naprawy wskaźników finansowych na warunkach określonych w umowie, przedpłaty kredytu lub uruchomienia gwarancji udzielonych przez Polenergia S.A. na rzecz poszczególnych projektów. Gwarancje te zostały szerzej opisane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym w nocy 25.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko materializowało się w ograniczonym zakresie i polegało na naruszeniach mniej istotnych postanowień umów kredytu oraz na incydentalnym niespełnieniu przez spółki zależne niektórych wymogów odnoszących się do wskaźników finansowych. Niemniej, w każdym przypadku niespełnienia wymogów dotyczących wskaźników finansowych spółki zależne uprzednio zawiadamiały właściwy bank udzielający finansowania o możliwości wystąpienia takiego przypadku i każdorazowo uzyskiwały waiver w tym zakresie bądź zobowiązywały się do niezwłocznego podjęcia działania naprawczego m.in. poprzez wniesienie dodatkowego kapitału w kwocie wystarczającej do poprawy przepływów pieniężnych kredytobiorcy i w efekcie osiągnięcia wymaganego poziomu wskaźnika. Dotychczas

żaden z banków udzielających finansowanie nie wypowiedział umowy kredytu ani nie wszczął postępowania egzekucyjnego przeciwko któremukolwiek z podmiotów z Grupy.

Ryzyko niezatwierdzenia taryf przez Prezesa URE bądź ich zatwierdzenie z opóźnieniem

Spółka Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. jest zobowiązana do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy w zakresie dystrybucji energii elektrycznej dla wszystkich przyłączonych odbiorców oraz w zakresie sprzedaży dla odbiorców z grupy taryfowej G. Taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia i dystrybucji energii elektrycznej oraz jej sprzedaży w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzanie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen. W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa URE taryfy, która nie zapewni poszczególnym spółkom odpowiedniego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów. Ryzyko zatwierdzenia taryfy z opóźnieniem zmaterializowało się w I połowie 2026 r., kiedy taryfa została zatwierdzona przez Prezesa URE z opóźnieniem i zaczęła obowiązywać od 1 marca 2026 r. Negatywne skutki tego opóźnienia wystąpiły w obszarze dystrybucji, powodując pogorszenie bilansu wpływów z dystrybucji względem zakładanych kosztów na ten okres. Jednocześnie wynik w obszarze sprzedaży, wskutek niezatwierdzenia taryfy, uległ poprawie. W konsekwencji sumaryczny bilans tego zdarzenia był pozytywny.

Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Emitenta prowadzona jest przede wszystkim opierając się na wiedzy i doświadczeniu wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Grupa nie może jednak wykluczyć ryzyka braku zdolności do uzupełnienia kadr w tempie wymuszonym przez wzrost skali prowadzonej działalności. Grupa aktualnie dostrzega niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze energetyki odnawialnej. Ponadto nie można wykluczyć działalności konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mającej na celu przejęcie specjalistów zatrudnionych przez Grupę poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków zatrudnienia. Niedobór pracowników stwarza również ryzyko przeciążenia aktualnie zatrudnionych pracowników i w konsekwencji zwiększonej rotacji/odejść.

Spółka podejmuje działania mające na celu mitygację opisanego ryzyka m.in. poprzez (i) rozwój wewnętrznej kultury organizacyjnej Grupy – opartej na szacunku, współpracy i poczuciu odpowiedzialności, dzięki której pracownicy identyfikują się z Grupą; (ii) utrzymywania konkurencyjnego motywacyjno-lojalnościowego systemu wynagrodzeń; (iii) profesjonalizację przywództwa w organizacji poprzez wdrożenie modelu HR business partneringu zakładającego ścisłą współpracę HRBP z Liderami, która ma na celu zwiększenie świadomości i umiejętności Liderów między innymi w obszarach wpływu na biznes / strategię, efektywność zespołów, potrzeb pracowników co skutkuje budowaniem bardziej stabilnych i efektywnych zespołów; (iv) zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń oraz (v) przystąpienie do konstruowania programów lojalizacyjnych i ochronnych dla kluczowych pracowników, z punktu widzenia utrzymania poziomu ekspertyzy w organizacji. Niemniej jednak nie można wykluczyć materializacji tego ryzyka w przyszłości.

Ryzyko związane z umowami dzierżawy nieruchomości zawartymi przez podmioty z Grupy

W toku zwykłej działalności Grupy określone podmioty wchodzące w jej skład zawierają umowy dzierżawy niezabudowanych nieruchomości z ich właścicielami. Na nieruchomościach dzierżawionych przez podmioty z Grupy realizowane są następnie projekty farm wiatrowych i fotowoltaicznych, a także wznoszone są stacje transformatorowe oraz infrastruktura towarzysząca (płace i drogi serwisowe). Umowy dzierżawy są przeważnie zawierane na okres 29 lat. Zawieranie umów dzierżawy na okres do 30 lat stanowi standard rynkowy ze względu na fakt, że umowa dzierżawy zawarta na czas określony (nie więcej niż 30 lat) może zostać wypowiedziana wyłącznie w przypadkach w niej przewidzianych (w przeciwieństwie do umów dzierżawy zawieranych na czas nieokreślony), co zabezpiecza inwestora. Należy mieć na uwadze, że jeżeli umowa dzierżawy jest zawarta na dłuższy okres niż 30 lat, to po upływie 30 lat przyjmuje się, że umowa ta

jest zawarta na czas nieoznaczony, czego skutkiem jest możliwość jej wypowiedzenia przez wydzierżawiającego i dzierżawcę przy zachowaniu terminów ustawowych określonych w Kodeksie Cywilnym.

W związku z tym, że umowy dzierżawy zawierane są na wczesnym etapie rozwoju projektu, czas obowiązywania niektórych z nich może być krótszy niż planowany okres eksploatacji danej elektrowni wiatrowej czy fotowoltaicznej lub może być krótszy niż okres finansowania kredytem bankowym. W takiej sytuacji, w perspektywie kolejnych kilkunastu lat, Grupa może być zmuszona do podjęcia działań mających na celu zawarcie nowych umów w taki sposób, aby umowa dzierżawy danej nieruchomości wykorzystywanej na potrzeby realizacji danego elementu składowego projektu farmy wiatrowej lub fotowoltaicznej obowiązywała co najmniej do końca okresu eksploatacji projektu.

Grupa nie wyklucza, że w niektórych sytuacjach zawarcie kolejnej umowy dzierżawy może wiązać się z trudnościami, a same negocjacje w tej sprawie mogą przedłużać się i generować dodatkowe koszty. W przypadku niezgodnienia przez strony nowych warunków i wygaśnięcia danej umowy dzierżawy przed końcem okresu eksploatacji projektu, Grupa może być zmuszona do przedwczesnego zakończenia eksploatacji części farmy wiatrowej/fotowoltaicznej.

W przypadku umów dzierżaw, których okres obowiązywania może okazać się krótszy niż okres finansowania kredytem bankowym, można spodziewać się żądania banków ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń spłaty kredytu w sytuacji braku możliwości zawarcia nowych umów dzierżawy.

Ryzyko odstąpienia od realizacji nowych projektów

Grupa rozwija znaczącą liczbę projektów, w tym między innymi w segmencie lądowych i morskich farm wiatrowych, projektów farm fotowoltaicznych, inwestycji w rozwój infrastruktury. Projekty realizowane przez Grupę wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku projektów rozwoju i budowy farm wiatrowych na lądzie i morzu. Grupa podejmuje decyzje o rozpoczęciu kolejnej fazy rozwoju na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Pion Rozwoju Grupy. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania.

Pion Finansów posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak rozwój, działalność operacyjna obiektów czy finansowanie, niemniej istnieje ryzyko przyjęcia przez Emitenta założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego rozwoju, są również znaczące, zwłaszcza w segmencie budowy morskich farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Ponadto, niemożność realizacji części projektów może wynikać ze zmian przepisów prawa.

Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych. To w efekcie może wpłynąć na osiąganie przez Grupę gorszych wyników finansowych, niż miałyby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji, oraz może prowadzić do niespełnienia wymogów umów kredytu.

Realizacja morskich farm wiatrowych Fazy I wiąże się z ryzykiem opóźnień lub niezrealizowania inwestycji z powodów regulacyjnych, finansowych i administracyjnych. Zmiany w przepisach, procedury uzyskiwania pozwoleń oraz rosnące koszty inwestycyjne mogą wpłynąć na harmonogram i opłacalność projektów. Dodatkowo, potencjalne roszczenia kontraktowe mogą zwiększyć ryzyko budżetowe i operacyjne. Istotnym wyzwaniem są również problemy logistyczne i techniczne, takie jak opóźnienia w dostawach kluczowych

komponentów, ograniczona dostępność jednostek instalacyjnych oraz trudne rzeczywiste warunki geologiczne. Opóźnienia w budowie infrastruktury przyłączeniowej mogą dodatkowo utrudnić realizację planów. Nieprzewidziane warunki pogodowe i brak wykwalifikowanych specjalistów również stanowią istotne zagrożenia dla terminowego ukończenia projektów.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację tego ryzyka poprzez m.in. zestaw polis ubezpieczeniowych, precyzyjne planowanie i analizę czynników mogących mieć wpływ na osiąganie stawianych celów oraz bieżący monitoring realizowanych wyników i niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone. Zarząd szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie, niemniej może okazać się, że podejmowane przez Grupę działania okażą się niewystarczające.

Ryzyko konkurencji w obszarach, w których działa Grupa

Grupa działa w obszarach rynku energetyki obejmujących m.in. wytwarzanie energii elektrycznej, w szczególności w elektrowniach wiatrowych i słonecznych, dystrybucję, obrót energią elektryczną oraz sprzedaż energii elektrycznej, rozwiązań z zakresu elektromobilności. We wszystkich wymienionych obszarach, Grupa konkuruje z innymi podmiotami aktywnymi na rynku.

Przykładowo, obowiązujące uregulowania prawne powodujące systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych oraz implementację systemu aukcyjnego dla nowych i istniejących mocy OZE sprawiają, że zwiększa się ryzyko konkurencji w tym segmencie rynku, w tym ze strony silnych kapitałowo podmiotów zagranicznych. Grupa zbiera szczegółowe dane dotyczące specyfiki rynku i projektów konkurencji, które pozwalają ocenić opłacalność projektów konkurencji oraz potencjalny poziom oferty aukcyjnej. Wnikliwe analizy pozwalają Grupie zachować właściwą ocenę sytuacji rynkowej. Jednocześnie wysoce konkurencyjne projekty przygotowywane są dzięki zaawansowanym procesom optymalizacji wydatków inwestycyjnych i operacyjnych, a także wyborem do realizacji inwestycji tych lokalizacji, które cechują się ponadprzeciętnymi warunkami wietrzności bądź nasłonecznienia oraz relatywnie niskimi kosztami przyłączenia.

Grupa spodziewa się, że w niedalekiej przyszłości podmioty dotychczas skupione na rozwijaniu projektów opartych na konwencjonalnych źródłach energii, w szczególności na węglu, będą coraz bardziej aktywne na rynku energii odnawialnej i tym samym staną się nowymi bezpośrednimi konkurentami Grupy.

Grupa obserwuje również wchodzenie na polski rynek farm wiatrowych na morzu (offshore) dużych grup energetycznych o globalnej skali działalności, co w niedalekiej przyszłości również może w istotny sposób wpłynąć na pozycję konkurencyjną Grupy w tym segmencie. W związku z rozwojem równoległym kilku dużych projektów morskich farm wiatrowych na polskich obszarach morskich oraz intensywny rozwój w tym sektorze na rynku europejskim, konkurencja o zasoby, dostawy, kadry oraz porty generuje jedno z kluczowych ryzyk projektowych potencjalnych opóźnień realizacyjnych.

W zakresie działalności związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, Grupa narażona jest na utratę klientów na rzecz konkurentów posiadających dostęp do infrastruktury energetycznej na zasadach TPA (third party access). Zwiększa to konkurencję w zakresie dostaw energii elektrycznej do klientów końcowych oraz może prowadzić do spadku marży.

Grupa nie może również wykluczyć, że negatywny wpływ na działalność prowadzoną przez spółki z Grupy w niedalekiej przyszłości może mieć dalszy wzrost liczby i mocy mikroinstalacji OZE wraz z układami magazynującymi energię.

Spółki z Grupy, które realizują projekty w obszarze OZE konkurują z innymi podmiotami o dostęp do nowych lokalizacji. W ostatnich latach, z uwagi na dynamiczny wzrost liczby projektów fotowoltaicznych, liczba

dostępnych lokalizacji oraz mocy przyłączeniowych znacząco się zmniejszyła, co spowodowało spadek tempa realizacji projektów oraz wzrost kosztów dzierżawy nieruchomości. Po liberalizacji zasady 10H w 2023 roku, podobne zjawiska zaczęły występować w odniesieniu do projektów lądowych farm wiatrowych. Wprowadzona przez PSE reforma w zakresie przyłączeń do sieci odnośnie wydawania i wykorzystywania przyłączy jest natomiast dobrym krokiem w kierunku uwolnienia lokalizacji na rzecz podmiotów realnie budujących nowe źródła OZE, a nie tylko blokujących przyłącza w celu ich odsprzedaży z zyskiem.

Jednym z kluczowych czynników ograniczających ryzyko konkurencji jest wieloletnia obecność Grupy Polenergia na rynku energii oraz jej stabilna sytuacja finansowa. Grupa koncentruje się na długoterminowej eksploatacji swoich projektów, co zapewnia właścicielom gruntów większy komfort i pewność, że podmiot wydzierżawiający rzetelnie wywiąże się z zobowiązań wynikających z długoterminowych umów dzierżawy. Dodatkową przewagą konkurencyjną Grupy jest doświadczony zespół odpowiedzialny za rozwój nowych projektów, który przeprowadził inwestycje od etapu pozyskania gruntu po budowę projektu. Zebrane w ten sposób doświadczenie pozwala na zastosowanie sprawdzonych procedur oraz lepszą komunikację z wydzierżawiającymi.

W dotychczasowej działalności Grupy powyższe ryzyko częściowo zmaterializowało się w odniesieniu do dwóch spółek z Grupy i polegało na utracie niektórych klientów na rzecz konkurencji. Ryzyko zmaterializowało się w odniesieniu do spółki Polenergia Kogeneracja sp. z o.o. świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży gazu ziemnego oraz Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. świadczącej usługi dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej. W przypadku pierwszej z tych spółek, na zasadach konkurencyjnego dostępu do sieci dystrybucyjnej inni sprzedawcy gazu ziemnego rozpoczęli sprzedaż gazu ziemnego do klientów przyłączonych do sieci gazowej Polenergii Kogeneracja sp. z o.o. Biorąc pod uwagę wolumen dystrybuowanego gazu utracona z tego powodu marża może być oszacowana na poziomie 1-2 mln zł rocznie. W przypadku drugiej z tych spółek, ze względu na presję konkurencyjną w zakresie sprzedaży energii, ok. 1/3 dystrybuowanej przez tę spółkę energii jest energią jednocześnie sprzedawaną przez spółkę, stąd można oszacować utraconą z tego powodu marżę na kwotę ok. 2-3 mln zł rocznie.

Ryzyko zmiany kursów walutowych

W ramach segmentu lądowych (on-shore) farm wiatrowych i segmentu fotowoltaiki, obejmującego również projekty znajdujące się w fazie rozwoju i budowy, część zobowiązań denominowana jest w EUR. W obecnie realizowanym projekcie farmy fotowoltaicznej Rajkowy ryzyko zmian kursu EUR/PLN na wysokość wydatków inwestycyjnych zostało zabezpieczone poprzez zawarcie terminowych transakcji walutowych.

W projektach operacyjnych mogą występować płatności w walutach obcych dotyczące bieżącej działalności, jednak ich wysokość jest marginalna, wobec czego ryzyko z nimi związane jest znikome.

W ramach segmentu morskich farm wiatrowych, większość nakładów inwestycyjnych denominowana jest w walutach obcych, głównie w EUR, co powoduje istotną ekspozycję na ryzyko walutowe związane z wysokością przyszłych wydatków inwestycyjnych. Wprowadzone w 2022 r. zmiany w Ustawie o Promowaniu Wytwarzania Energii Elektrycznej w Morskich Farmach Wiatrowych, umożliwiając denominację w EUR części lub całości przychodów z tytułu prawa do pokrycia ujemnego salda ze sprzedaży energii elektrycznej. Opisywana zmiana pozwoliła, w projektach MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III, na uzyskanie finansowania dłużnego w EUR co ogranicza ryzyko walutowe na etapie budowy. Znaczące wydatki inwestycyjne w walutach innych niż EUR, w tych projektach, zostały zabezpieczone za pomocą transakcji fx-forward zgodnie z harmonogramem wydatków dla danego kontraktu. Dodatkowo, Polenergia S.A. zabezpieczyła znaczną część ryzyka walutowego związanego z wpłatą pozostałego equity do sfinansowanych projektów morskich farm wiatrowych poprzez przewalutowanie środków własnych.

Projekt MFW Bałtyk I, który jest przed uzyskaniem ostatecznej decyzji inwestycyjnej, a w związku z czym przed uruchomieniem finansowania dłużnego, jest narażony na ryzyko walutowe przy realizacji wydatków inwestycyjnych, ponieważ dopłaty współników do projektu wnoszone są w PLN. Po otrzymaniu

dofinansowania od współników spółka projektowa utrzymuje salda na rachunkach bankowych w walutach odpowiadających strukturze walutowej przyszłych płatności. Do momentu dofinansowania projektu Emitent, aktywnie zarządza swoją ekspozycją walutową związaną z wysokością przyszłych dopłat kapitałowych do spółek celowych zajmujących się rozwojem projektów morskich farm wiatrowych.

Polenergia Obrót S.A. narażona jest na ryzyko walutowe wskutek prowadzenia handlu energią elektryczną na rynkach zagranicznych oraz w związku z uczestnictwem w rynku praw do emisji CO₂. Ekspozycja na ryzyko walutowe spółki jest jednak w dużej mierze ograniczona w sposób naturalny, tj. przychody ze sprzedaży i korespondujące z nimi koszty zakupu, jak również należności i zobowiązania generowane są w walucie obcej. W przypadku znaczących transakcji Polenergii Obrót S.A. w walucie obcej, zawierane są transakcje zabezpieczające kurs wymiany walut. Kwestie zarządzania ryzykiem w Polenergii Obrót S.A. uregulowane są w obowiązującej polityce zarządzania ryzykiem Spółki i odbywają się zgodnie z zasadami tam opisanymi.

Ryzyko zmienności rynkowych cen energii elektrycznej

Wyniki finansowe Grupy są uzależnione od poziomu rynkowych cen energii elektrycznej. Grupa na bieżąco analizuje sytuację na hurtowym rynku energii i podejmuje decyzje w sprawie zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z segmentu lądowych farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych oraz segmentu gazu i czystych paliw.

Grupa prowadzi działalność polegającą na obrocie i sprzedaży energii elektrycznej i gazu ziemnego m.in. na rynku hurtowym. Wynik na tej działalności jest uzależniony od zmian cen rynkowych produktów będących przedmiotem obrotu oraz struktury otwartych pozycji na rynku. Dla działalności tej prowadzona jest bieżąca kontrola ryzyka z uwzględnieniem przyznanych mandatów ryzyka na poszczególne produkty i portfele oraz codziennego badania ekspozycji na ryzyko przy wykorzystaniu metodologii VaR (value at risk).

Zmienność hurtowych cen energii elektrycznej wpływa na uzyskane ceny zabezpieczenia sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmy wiatrowe i fotowoltaiczne Grupy oraz ceny zabezpieczane dla odbiorców energii obsługiwanych przez Grupę. Efekt niższych cen uzyskiwanych przez sprzedawców OZE i wyższych przez odbiorców, w stosunku do cen rynkowych to tzw. koszty profilowania. Poziom i zmienność kosztów profilowania powiązany jest min. ze zmiennością generacji energii ze źródeł OZE i jest w dużej mierze ryzykiem systemowym pozostającym poza kontrolą Grupy, które w razie materializacji może mieć istotny wpływ na wyniki osiągane przez Grupę, co miało miejsce m.in. w 2022 r. i negatywnie wpłynęło na wyniki linii biznesowych sprzedaży aktywów OZE Grupy, agregacji zewnętrznych OZE oraz sprzedaży do odbiorców końcowych. Aktualnie koszty profilu wiatrowego ustabilizowały się dla farm fotowoltaicznych pozostają bardzo wysokie. Wzrost zmienności cen, rozliczenia w okresach 15-minutowych i ogólny wzrost mocy zainstalowanej w OZE przyczynia się do dalszej inflacji kosztu profilu, co obserwujemy zwłaszcza w kwestii źródeł PV. Powoduje to efekt niższych uzyskiwanych cen sprzedaży energii z OZE w stosunku do średniej rynkowej ceny energii.

Jednocześnie wsparcie udzielane w ramach systemu aukcyjnego OZE dla wolumenu zabezpieczonego za pomocą aukcji, w znacznym stopniu, uniezależnia wytwórcę na okres 15 lat od ryzyka rynkowego w zakresie cen sprzedaży energii elektrycznej. Wsparcie dotyczy wyłącznie tych projektów realizowanych w Grupie, które wygrały aukcję OZE i wyłącznie dla części wolumenu rozliczanego z Zarządcą Rozliczeń. Przy utrzymujących się relatywnie wysokich cenach rynkowych (wyższych od cen rozliczeniowych z Zarządcą Rozliczeń) wsparcie w ramach systemu aukcyjnego w 2025 r. było czynnikiem działającym niekorzystnie na przychody z Farm wiatrowych uczestniczących w aukcji (w stosunku do możliwych do uzyskania cen rynkowych). Dla farm fotowoltaicznych sytuacja nie była już tak oczywista i wsparcie w ramach systemu aukcyjnego pomagało stabilizować przychody farm fotowoltaicznych. Należy też nadmienić, że ceny dla farm fotowoltaicznych uzyskiwane na rynku SPOT ze względu na efekt nadpodaży energii z PV w okresach dużego nasłonecznienia i niskiego popytu podlegały degradacji aż do poziomów ujemnych, kiedy to

korzystniej było wyłączyć jednostkę niż produkować energię i dopłacać do sprzedaży na rynku. W wypadku wystąpienia co najmniej 6 kolejnych godzin z ujemnymi cenami rynkowymi jednostki wytwórcze pozbawiane są wsparcia aukcyjnego lub zielonych certyfikatów dla wolumenu wyprodukowanego w takim okresie.

Lata 2025 i 2026 (do czasu tworzenia raportu) pogłębiły zjawisko nierynkowego redysponowania OZE, czyli okresów, w których PSE ze względu na brak możliwości równoważenia popytu i podaży w systemie podczas nadwyżki produkcji energii z OZE często stosował nierynkowe ograniczenia mocy źródeł OZE zmuszając farmy fotowoltaiczne i wiatrowe do wyłączenia się i zaprzestania produkcji w tych okresach. Sytuacje takie jakkolwiek podlegające rekompensatom przez PSE negatywnie wpływają na przychody jednostek wytwórczych Grupy. Ograniczane przez nierynkowe redysponowania aktywa z Grupy Polenergia na bieżąco składają wnioski o rekompensaty, jednak ich przyznanie jest uwarunkowane decyzją operatora, a czas oczekiwania na decyzję jest bardzo długi.

Wyniki związane z produkcją energii z OZE nadal korzystają z wyższych zabezpieczonych cen na rynku terminowym w produktach standardowych. Jeśli kontrakt dotyczący sprzedaży energii elektrycznej zawarty został z klientem i dotyczy konkretnego wolumenu w wybranym okresie (istotna część kontraktów ma taką formę), to zważywszy na zmienność produkcji energii elektrycznej wytworzonej w OZE Spółka Polenergia S.A. dokonuje zakupu bądź sprzedaży na rynku energii i dostarcza klientowi taką ilość energii, jaka była ustalona w kontrakcie. W sytuacji dynamicznych wzrostów i spadków cen energii odchylenie w zużyciu energii przez klientów od wartości zakontraktowanych może wygenerować istotny wynik (zarówno pozytywny jak i negatywny), niewspółmierny do pierwotnych założeń. Zgodnie z zasadą dostosowywania wolumenów i cen pozyskiwanych z własnych i zewnętrznych źródeł wytwórczych oraz wolumenów i cen sprzedaży do klientów końcowych (poprzez zarządzanie portfelowe) Grupa minimalizuje ekspozycję na ryzyko zmian rynkowych cen energii elektrycznej w segmentach obrotu i sprzedaży oraz dystrybucji.

Od 11 lipca 2025 r. Polska dołączyła do europejskiej platformy wymiany mocy bilansujących (PICASSO) co doprowadziło do dalszego wzrostu kosztów niezbilansowania jednostki bilansowej i dodatkowo wzmocniło czynniki ryzyka związane ze spadkiem przychodów ze źródeł OZE. W następnym kroku PSE zamierza też wprowadzić współczynnik Alfa, który ma dodatkowo zwiększyć koszty niezbilansowania dla podmiotów niewystarczająco dokładnie prognozujących swoją produkcję czy zużycie. Współczynnik ten będzie zapewne dodatkowym czynnikiem zwiększającym koszty bilansowania źródeł OZE.

Segment lądowych farm wiatrowych na 2026 r. został zabezpieczony w znacznej części portfela na rynku terminowym. Pierwsza połowa roku nie przyniosła znaczących zmian w cenach SPOT ale na moment pisania raportu ceny na kolejne miesiące roku mocno wzrosły. W związku z czym istnieje ryzyko, że przy niskiej cenie zabezpieczenia terminowego i niskiej wietrzności Grupa będzie musiała odkupić zabezpieczoną terminowo energię z rynku SPOT po cenach znacznie wyższych niż cena zabezpieczania, co może generować negatywny wpływ na wynik. Ryzyko takie zmaterializowało się już w niektórych okresach 2022 r. Dlatego też Grupa zmieniła podejście i zabezpieczenia na kolejne lata realizowane są w sposób elastyczny i z buforem energii pozostawionym na rynek SPOT. Dodatkowo Grupa bardzo mocno rozwija segment sprzedaży energii w umowach długoterminowych PPA w formułach pay-as-produce i pay-as-forecast, ze stałą lub indeksowaną poziomem inflacji ceną. Długoterminowo w przypadku długotrwałego spadku cen energii elektrycznej i w konsekwencji obniżek notowań kontraktów terminowych może zostać ograniczony potencjał wyniku finansowego tego segmentu dla wolumenu niezabezpieczonego w kontraktach PPA i w aukcjach. Również wzrost liczby źródeł OZE może w kolejnych latach negatywnie wpływać na przychody segmentu lądowych farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych z uwagi na efekt kanibalizacji, czyli spadki cen energii w okresach dużej generacji energii ze źródeł wiatrowych czy analogicznie źródeł wykorzystujących energię słoneczną, co przyczynia się do znacznego wzrostu kosztu profilu i redukcji przychodów lub wręcz przymusowego wyłączania instalacji przez operatora. Remedium na taki scenariusz będzie rozwój instalacji magazynujących energię.

Część wolumenu sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z aktywów wytwórczych OZE zabezpieczana

jest na rynku terminowym TGE i wymaga utrzymywania odpowiedniego poziomu depozytów zabezpieczających, których wysokość uzależniona jest od notowań indeksów giełdowych i może podlegać znacznym wahaniom. Powyższe ryzyko zmaterializowało się w 2022 r. i w połączeniu z wysoką zmiennością profilu produkcji farm wiatrowych oraz cen rynkowych energii spowodowało większe zapotrzebowanie na kapitał obrotowy. Polenergia Obrót S.A. zawiera też kontrakty z odbiorcami energii elektrycznej, które zabezpieczone są na rynku terminowym TGE powodując zapotrzebowanie na depozyty zabezpieczające, co wymaga zwiększonego zaangażowania kapitału obrotowego. W związku z materializacją powyższych czynników ryzyka w 2022 r. Grupa w celu kontroli płynności realizuje strategię równoważenia pozycji zakupowych i sprzedażowych na rynku giełdowym.

Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy jest znaczący. Strategia Grupy zakłada maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, projekty inwestycyjne są finansowane długiem w ponad 50%. Zgodnie z postanowieniami umów kredytów zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są na podstawie zmiennych stóp procentowych. Jednocześnie Grupa kontynuuje strategię zmniejszania ekspozycji poprzez zawieranie transakcji zabezpieczających ryzyko zmiany stopy procentowej.

Na dzień 30 czerwca 2026 r., ok. 101% zobowiązań z tytułu kredytów podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji było zabezpieczone przed zmianą poziomu stóp procentowych. Występujące tymczasowo nadmierne zabezpieczenie („overhedge”) wynika z niewielkiego przesunięcia harmonogramu uruchomień środków z kredytów w stosunku do harmonogramu rozliczeń transakcji IRS w budowanych projektach MFW Bałtyk II oraz MFW Bałtyk III, co skutkuje punktową nieefektywnością zabezpieczenia, niemającą istotnego wpływu na jego ogólną efektywność. Pełne zabezpieczenie w grupie osiągnięto poprzez transakcje finansowe IRS co odpowiada za ok. 99% zobowiązań z tytułu kredytów inwestycyjnych podmiotów z Grupy i wyemitowanych obligacji. Częściowe zabezpieczenie przed zmianą poziomu stóp procentowych uzyskano w sposób naturalny w Polenergii Dystrybucja sp. z o.o. w postaci taryfy Prezesa URE skorelowanej ze stawką WIBOR. Ze względu na fakt, że Polenergia Dystrybucja sp. z o.o. działa na rynku regulowanym jej przychody wyznaczone są na podstawie zwrotu z kapitału, a mianowicie za pomocą średnioważonego kosztu kapitału (WACC regulacyjny) zdefiniowanego przez Prezesa URE. Większość parametrów we wzorze na WACC regulacyjny pozostaje stałych. Komponentem, który ma największy wpływ na zmiany w WACC regulacyjnym jest stopa wolna od ryzyka, która to zgodnie z definicją Prezesa URE wyznaczana jest na podstawie średniej rentowności 10-letnich obligacji Skarbu Państwa o stałym oprocentowaniu, które to są skorelowane ze stawką WIBOR. Zobowiązania z tytułu kredytów w Polenergii Dystrybucja sp. z o.o. stanowią ok. 2% zobowiązań Grupy z tytułu kredytów i wyemitowanych obligacji. Limity kredytów obrotowych i odnawialnych wykorzystywane przez Grupę w finansowaniu działalności operacyjnej w ramach segmentów obrotu i sprzedaży, dystrybucji oraz gazu i czystych paliw nie mogą zostać zabezpieczone przed ryzykiem wzrostu stóp procentowych. Ponadto wysoki poziom stóp procentowych wpływa na koszt finansowania dla nowych projektów (w tym lądowych i morskich farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych) i może mieć wpływ na ocenę ich rentowności. Dlatego nie można wykluczyć, że znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Grupę i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na realizację niektórych elementów Strategii i wyniki finansowe osiągnięte przez Grupę w przyszłości.

Ryzyko wpływu niekorzystnych warunków pogodowych na produkcję energii elektrycznej przez projekty eksploatowane przez Grupę

Wolumen energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe oraz fotowoltaiczne zależy przede wszystkim od wietrzności oraz nasłonecznienia. Warunki te charakteryzują się sezonowością zależnie od pory roku oraz zmiennością w cyklach wieloletnich. Warunki wietrzne w okresie jesienno-zimowym są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Odwrotna zależność występuje w przypadku

nasłonecznienia, dla którego warunki w okresie wiosenno-letnim są zdecydowanie lepsze niż w okresie jesienno-zimowym. W tym miejscu warto podkreślić, że ze względu na zmienność oraz trudność w długoterminowym prognozowaniu warunków pogodowych, rzeczywiste warunki wietrzności i nasłonecznienia mogą odbiegać od przyjętych w założeniach. W konsekwencji może to przełożyć się na niższy od zakładanego wolumen produkcji energii. Dodatkowo na poziom produkcji energii elektrycznej w istniejącej farmie wiatrowej mogą wpływać również zmiany w jej bezpośrednim otoczeniu, w tym realizacja nowych projektów wiatrowych w sąsiedztwie inwestycji. Grupa podejmuje decyzje o budowie farm wiatrowych oraz farm fotowoltaicznych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru i nasłonecznienia potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Należy jednak mieć na uwadze, że rzeczywiste warunki wietrzności i nasłonecznienia mogą w pewnym stopniu różnić się od założeń przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

W działalności Grupy powyższe ryzyko nie miało dotychczas charakteru trwałego. Okresy słabszej wietrzności, które mogły wpływać na wyniki finansowe w poszczególnych latach, były w pewnym stopniu równoważone przez okresy korzystniejszych warunków wietrznych, ograniczając wpływ przejściowo słabszych warunków na wyniki finansowe. Spółka wskazuje, że średnia wietrzność dla rozwijanych projektów odpowiadała wcześniej przyjętym założeniom. Spółka wskazuje, że opisywane ryzyko ma charakter krótkoterminowy (roczny) i nie wpływa w istotny negatywny sposób na długoterminową sytuację finansową Grupy.

9. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu okresowego

Mansa Investments sp. z o.o. („Mansa”) będąca większościowym akcjonariuszem Polenergia S.A. jest pośrednio kontrolowana przez p. Dominikę Kulczyk, Przewodniczącą Rady Nadzorczej Polenergia S.A. Mansa posiada w kapitale zakładowym Polenergia S.A. 34.365.096 akcji stanowiących 44,50% wszystkich akcji.

Polenergia S.A. w dniu 16 czerwca 2026 r. otrzymała od Mansa zawiadomienie o zmianie stanu posiadania akcji w związku z nabyciem przez Mansa 662.150 akcji.

10. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego.

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w nocie 19 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

11. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego

Informacje na temat postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności Emitenta lub jego jednostki zależnej od niego zostały przedstawione w nocie 26 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej Polenergia S.A.

12. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależnej jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi Emitenta zostały przedstawione w nocy 36 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

13. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej

Informacje o udzieleniu przez Emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w nocy 25 do Śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

14. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta

Zdaniem Emitenta nie występują informacje poza tymi zaprezentowanymi w Raportach Bieżących i Okresowych, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

15. Wskazanie czynników, które w ocenie Emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

W ocenie Grupy w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągane wyniki (skonsolidowane i jednostkowe na poziomie spółek) będą miały następujące czynniki:

- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów, Modlikowice, Gawłowice, Rajgród, Skurpie, Mycielin, Krzęcin, Szymankowo, Kostomłoty, Dębsk, Piekło, Międzychód i Grabowo,
- poziom nasłonecznienia w rejonie lokalizacji portfeli farm fotowoltaicznych Sulechów I, II, III, Buk, Strzelino, Szprotawa I, II,
- poziom redysponowań nierynkowych (ograniczeń produkcji na polecenie operatora sieci),
- ceny energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów,
- ostateczny kształt regulacji prawnych mających wpływ na działalność Emitenta,
- ewentualne wahania cen uprawnień do emisji CO₂, gazu ziemnego,
- kondycja finansowa klientów Spółki,
- sytuacja makroekonomiczna Polski,
- poziom rynkowych stóp procentowych,
- dostępność i koszt finansowania dłużnego,
- rozwój sytuacji w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i Iranie.